

GE Energy

Turbina a Gas-Generador Curso Para Operadores Contenido del Curso

TermoBarrancas C.A.
Termo Barrancas
Barinas, Venezuela

2007



All rights reserved by the General Electric Company.
No copies permitted without the prior written consent
of the General Electric Company.

The text and the classroom instruction offered with it
are designed to acquaint students with generally ac-
cepted good practice for the operation or maintenance
of equipment and/or systems.

They do not purport to be complete nor are they
intended to be specific for the products of any
manufacturer, including those of the General Electric
Company; and the Company will not accept any
liability whatsoever for the work undertaken on the
basis of the text or classroom instruction. The manu-
facturer's operating and maintenance specifications
are the only reliable guide in any specific instance;
and where they are not complete, the manufacturer
should be consulted.

© 2007 General Electric Company

Turbina a Gas-Generador
Curso Para Operadores
Contenido del Curso

TermoBarrancas C.A.
TermoBarrancas
Barinas, Venezuela

Turbine Serial Number 298593

2007

Tab 1 Generalidades – Turbina a Gas

Descripción del Sistema de la Turbina a Gas MS7001FA	GFD71FASSP
Datos de Placa de las Características de la Turbina (A004)	
Combustible: Gas	361B3166
Diagrama Mecánico – Turbina a Gas y Carga (0306)	131E4860C

Tab 2 MS 7001FA Descripción – Turbina a Gas

Disposición de la Turbina a Gas (0406)	116E2293D
Arreglo de Secciones principales de la turbina a Gas	B00293
Ensamble del VIGV (0811)	116E3533D
Arreglo del accionador (0548)	119E5628B
Arreglo de la cámara de combustion. (0701)	586E1127M
Juego de tobera de la primera etapa (1401)	119E8637
Juego de tobera de la segunda etapa (1402)	119E1844C
Juego de tobera de la tercera etapa (1409)	119E5716
Diagrama y dispositivos de control de la turbina (0415)	120E4424
Disposición de los instrumentos de la unidad (0211)	112E6677
Arreglo de los sensores de velocidad (0546)	133E8107
Arreglo de “Conduit”, TP. del Espacio de Rueda (1118)	136E5046
Arreglo de “Conduit” del Detector de llama (1127)	136E5047
Termopares del escape (0623)	204D1807

Tab 3 Sistema de Entrada de Aire y Escape

Descripción del Sistema de Entrada de Aire y Escape	GEK 111330CA, pages 3-14
Plano del Sistema de Entrada de Aire y Escape (0471)	133E3236
Plano del Sistema de Calentamiento del Aire de Entrada (0432)	361B2772
Plano del Sistema de Aire de Control (0419)	133E3233
GT Inlet Air Filter – General Arrangement	163B3030, sheets 1 and 2
P & ID – GT Inlet Air Filter	163B3031
Air Processing Unit Outline Drawing	211D2101
P & ID – Air Processing Unit	208D3995

Tab 4 Monitor de Rendimiento

Plano Esquemático del Monitor de Rendimiento (0492)	361B2834
Diseño de Tubería del Monitor de Rendimiento (0987)	131E4310

Tab 5 Sistema de Lubricación de la Turbina a Gas

Descripción del Sistema de Aceite de Lubricación de la Turbina a Gas	GEK 111526SP
Plano del Sistema de Lubricación (0416)	133E3228
Accessory Module Arrangement	201E3553B, sheets 5 and 6
Lube Oil and Fuel Gas System Gauge Panels	212D5566

Tab 6 Sistema Combinado de Aceite Hidráulico y de Levantamiento

Descripción del Sistema de Aceite Hidráulico y de levantamiento	GEK 111314CA
Plano del Sistema de Suministro de Aceite Hidráulico (0434) y de Elevación	133E3231

Tab 7 Sistema de Aceite de Disparo

Sistemas de Aceite de Control y de Disparo Solamente para Combustible de Gas	GEK 111340CA
Plano del Sistema de Aceite de Disparo (0418)	133E3240

Tab 8 Sistema de Combustible de Gas

Sistema de Control del Combustible de Gas (DLNx 2.6)	GEK 106852SB
Operación del sistema DNLx 2.6	GEK 106844S
Plano del Sistema de Combustible de Gas (0422)	133E3238B
Diagrama del Esquema de acondicionamiento de (0482) Fuel y Gas	361B3168
Diagrama del Purificador de Combustible de Gas (0484)	133E3286
Fuel Gas Absolute Separator Diagram (4007)	133E3287
Consideraciones de Diseño del Sistema de Limpieza de Combustible De Gas para las Turbinas a Gas de Alta Potencia de la GE	GER 3942SP



Requisitos de Funcionamiento de los Sistemas de Calentamiento de Combustible de Gas	GER 4189SP
MS7001FA TG DLN2.6 Sistema de Combustion.	DLN2.6, sheets 3 and 4
Diseño de Tubería de Combustible de Gas (0962)	131E4575
Arreglo de la Tobera de Combustible de Gas (0513)	119E7792D
Ensamble de la Tobera de Combustible de Gas (0513)	119E7640D
ServoVálvula "Moog"	MOOG2

Tab 9 Sistema de Aire de Enfriamiento y de Sello

Descripción del Sistema de Aire de Enfriamiento y Sello	GEK 110866CA
Plano del Sistema de Aire de Enfriamiento y Sello (0417)	133E3229
Diseño de Tubería de Aire de Enfriamiento y Sello (0909)	119E9040B
Diseño de Tubería de Aire de Enfriamiento (0972)	129E9495
MS7FA Turb. & Sección del Cuerpo del Escape y flujo de Aire de Sello	7FACSA

Tab 10 Sistema de Agua de Enfriamiento

Descripción del Sistema de Agua de Enfriamiento	GEK 110420SP
Plano del Sistema de Agua de Enfriamiento (0420)	133E3298
Diseño de Tubería de Agua de Enfriamiento (0915)	119E2423

Tab 11 Sistema de Lavado con Agua del Compresor de la Turbina a Gas

Descripción del Sistema de Lavado con Agua del Compresor de la Turbina a Gas	GEK 111259CA
Plano del Sistema de Lavado con Agua del Compresor (0442) de la Turbina a Gas	123E6483
Plano del Módulo de Lavado con Agua (0461)	133E3235
Diseño de Tubería de Lavado con Agua del Compresor (0953) de la Turbina a Gas	119E7172B
Procedimiento de Descarga de Agua de Lavado	363A4220SP
Procedimiento de Limpieza a Mano con Agua de Lavado	361A6297SP
Lavado del Compresor de la Turbina a Gas – Lavado Líquido	
Recomendaciones para Turbinas a Gas con Sistema de Lavado con Agua por Impulsos	GEK 107122SPB
Procedimiento para la Prueba de Rendimiento de Campo	GEK 28166SPA

Tab 12 Sistema del Álabes Guía de Entrada (IGV)

Descripción del Sistema del Álabes Guía de Entrada	GEK 106910SP
Plano del Sistema de Álabes Guía de Entrada (0469)	133E3234

Tab 13 Sistema de Ventilación y Calefacción

Descripción del Sistema de Ventilación y Calefacción	GEK 111213SP
Plano del Sistema de Ventilación y Calefacción (0436)	133E3232

Tab 14 Sistema de Protección Contra-Incendios

Descripción del Sistema de Protección contra incendios	GEK 111527SP
Plano del Sistema de Protección contra incendios (0426)	133E3237
Instrucciones para la Prueba de Concentración de CO2	FPTTESTSP
Acondicionamiento del Equipamento de Protección Contra Incendios	211D9675

Tab 15 Sistema de Detección de Gases Peligrosos

Descripción del Sistema de Detección de Gases Peligrosos	GEK 110303CA
Plano del Sistema de Detección de Gases Peligrosos (0474)	120E3557

Tab 16 Control de la Turbina Speedtronic™ Mark VI

Diagrama de Topología de la Red (4108)	361B3180D
Fundamentos del Speedtronic™ – MkVI	Fund_MK_VI SP.doc
Lista de las Alarmas	AL

Tab 17 Operación de la Turbina

GE – TG Características de Rendimiento	GER 3567HSP.doc
Operación de la Unidad / Turbina (Gas)	GEK 111421CA
Estimación de Rendimiento de la Turbina a Gas	GTS-111DSP
Performance Curves – Natural Gas – Inlet Bleed Heat	
Curvas de Rendimiento – Gas Natural	
Curvas de los Efectos de la Alimentación	553H1008
Curves de los Efectos de la Exhaust	553H1009
Operación del Gas Natural – Curvas Standard	553H1042
Corrección por Altitud	416HA662
Corrección por Humedad	498HA697

Tab 18 Generador

Descripción del Generador 7FH2 con Excitación Estática	GEK 95205SPA
Diagrama Esquemático del Equipo de Carga (0440)	361B3174
Generator Alarm Device Settings	GEK 95212SP
Esquema Mecánico del Generador	124E9637, sheets 1–3
Montaje del Rotor del Generador	RA001
Juego de Sello de Hidrógeno	GEI 74430SPE
Sistema de Sello de la Flecha	GEK 107241SA
Diagrama de Tuberías del Generador (P & ID)	211D5807D



GE Energy

Anillos de Sello de la Flecha	2127124ASP
Datos de Diseño del Hidrógeno	360A8963
Sistema de Enfriamiento por Hidrógeno (Generador 7FH2)	GEK 95213SP
Sistema de Control de Gases H ₂ y CO ₂	GEK 107092SA
Descripción del Enfriador Simplex Horizontal	
Operación y Mantenimiento	GEK 95196SB
Porta Escobillas y anillos del colector	GEK 35474SPC
Cojinetes de rodamiento del Generador	GEK 46097SPD
Montaje, Instalación y Mantenimiento de los Cojinetes del 7FH ₂	GEK 95202SP
Recomendaciones de aceite	GEK 27070SP
Tab 19 Sistema de Arranque	
Descripción del Sistema de Arranque	GEK 107415SP
Plano del Sistema de Arranque (0421)	133E3230
Tab 20 Excitación EX2100	
Diagrama Unifilar de la Turbina de Gas (0444)	207D3434C
Guía del Usuario del Control de Excitación EX2100	GEH 6632S, Chapter 1
DGP Relé de Protección Digital de los Generadores	
Manual de Instrucciones	GEK 100666SD
Tab 21 Operación	
Placa de Datos del Generador 337X388	368B4717
Operación - Modelo del Generador 7FH ₂ Enfriado con H ₂ con Sistema de Excitación Estática	GEK 95173SPB
Inspección y Pruebas de Funcionamiento Periódicas	GEI 74479SPC
Datos Eléctricos del Enfriador del Generador	387A4020, sheets 1-4
Saturación e Impedancia	387A4020, sheet 5
Capacidad Reactiva	387A4020, sheet 6
Curva de excitación en Vee	387A4020, sheet 7
Capacidad vs Temperatura del Gas de enfriamiento	387A4020, sheet 12
Capacidad vs Temperatura del líquido de enfriamiento	387A4020, sheet 13
Tab 22 Especificaciones de los Fluidos	
Recomendaciones Sobre el Aceite Lubricante para Turbinas a Gas con Cojinetes a Temperaturas Superiores a 500°F (260°C)	GEK 32568SF
Especificaciones de Proceso Combustible gaseoso para Turbinas a Gas de Servicio Pesado	GEI 41040SPG
Recomendaciones Sobre Agua de Enfriamiento con Sistemas de enlace Cerrado de Enfriamiento para Turbinas a Gas	GEI 41004SPH
Sistema de Aire de Instrumentos de la Planta	GEK 110727CA

Tab 23 Documentos de Referencia

Resumen de Dispositivos (0414)	216A1232
Diagrama Esquemáticos	juego completo
Diagrama y dispositivos de control de la turbina (0415)	120E4424
Plano del Sistema de Entrada de Aire y Escape (0471)	133E3236
Plano del Sistema de Calentamiento del Aire de Entrada (0432)	361B2772B
Plano del Sistema de Aire de Control (0419)	133E3233
Plano Esquemático del Monitor de Rendimiento (0492)	361B2834
Plano del Sistema de Lubricación (0416)	133E3228B
Plano del Sistema de Suministro de Aceite Hidráulico (0434) y de Elevación	133E3231
Plano del Sistema de Aceite de Disparo (0418)	133E3240
Plano del Sistema de Combustible de Gas (0422)	133E3238
Diagrama del Esquema de acondicionamiento de (0482) Fuel y Gas	361B3168
Diagrama del Purificador de Combustible de Gas (0484)	133E3286
Plano del Sistema de Aire de Enfriamiento y Sello (0417)	133E3229
Plano del Sistema de Agua de Enfriamiento (0420)	133E3298
Plano del Sistema de Lavado con Agua del Compresor (0442)	123E6483
Plano del Módulo de Lavado con Agua (0461)	133E3235
Plano del Sistema de Álabe Guía de Entrada (0469)	133E3234
Plano del Sistema de Ventilación y Calefacción (0436)	133E3232
Plano del Sistema de Protección contra incendios (0426)	133E3237
Plano del Sistema de Detección de Gases Peligrosos (0474)	120E3557
Diagrama Esquemático del Equipo de Carga (0440)	361B3174
Plano del Sistema de Arranque (0421)	133E3230
Símbolos de Tuberías	277A2415HSP
Tablas de Conversión Internacionales	GEK 95149SPC



Tab 1



Descripción funcional de la turbina de gas

I. INTRODUCCIÓN

A. Generalidades

MS-7001FA es una turbina de gas de eje único diseñada para operar como una unidad de ciclo simple o en un ciclo combinado de turbina de vapor y de gas. El ensamble de la turbina de gas contiene seis secciones o grupos principales:

1. Admisión de aire
2. Compresor
3. Sistema de combustión
4. Turbina
5. Escape
6. Sistemas de apoyo

Esta sección describe brevemente el funcionamiento de la turbina de gas y la interrelación de los componentes principales. El texto está acompañado de ilustraciones y fotografías típicas.

La descripción brida a brida de la turbina de gas también está cubierta en cierto detalle. Una sección independiente está dedicada a los sistemas de admisión de aire y escape. Los sistemas de apoyo relacionados con el aceite lubricante, agua de enfriamiento, etc. también están cubiertos en detalle en secciones individuales.

B. Orientación de detalle

A través de este manual se hace referencia a los extremos delantero y posterior, así como a los lados derecho e izquierdo de la turbina de gas y sus componentes. Por definición, la admisión de aire de la turbina de gas es el extremo delantero, mientras que el escape es el extremo posterior. Los extremos delantero y posterior de cada componente se determinan de manera similar con respecto a su orientación dentro de la unidad completa. Los lados derecho e izquierdo de la turbina o de un componente particular se determinan estando de pie en la parte delantera y mirando hacia la parte posterior.

Estas instrucciones no tienen el propósito de cubrir todos los detalles o variaciones en el equipo ni proveen toda contingencia posible en relación con la instalación, operación o mantenimiento. Si se deseara información adicional o si surgiera algún problema particular que no estuviese cubierto lo suficiente de acuerdo a los propósitos del cliente, el asunto debe ser referido a GE Company.

C. Descripción de la trayectoria del gas

La trayectoria del gas es la trayectoria por la cual fluyen los gases a través de la turbina de gas desde la admisión de aire por el compresor, la sección de combustión y la turbina, hasta el escape de la turbina.

Cuando se activa el sistema de arranque de la turbina y se acopla el embrague, el aire del ambiente es aspirado a través del ensamble pleno de la admisión de aire, filtrado y comprimido en el compresor de múltiples etapas de flujo axial. Para la protección de la pulsación durante el arranque, las válvulas de sangrado del compresor están abiertas y los álabes variables guías de la entrada están en la posición cerrada. Cuando el relé de alta velocidad actúa, las válvulas de sangrado empiezan la operación automáticamente y el actuador de los álabes variables guías de entrada activa los álabes guías de entrada para posicionarlos para la operación normal de la turbina. El aire comprimido del compresor fluye dentro del espacio anular alrededor de las cámaras de combustión, desde donde fluye a los espacios entre la carcasa exterior de combustión y los forros interiores de combustión y entra a la zona de combustión a través de orificios dosificadores en cada uno de los forros interiores de combustión.

El combustible, desde una fuente exterior a la base, es suministrado a las líneas de flujo, cada uno termina en las boquillas primaria y secundaria de combustible en la cubierta extrema de las cámaras de combustión separadas. En las máquinas con combustible líquido, el combustible es controlado antes de ser distribuido a las boquillas para suministrar un flujo igual dentro de cada válvula de distribución de combustible líquido montada en cada cubierta extrema y en cada línea de combustible líquido en cada ensamble secundario de boquilla. En las máquinas con combustible gaseoso, las boquillas de combustible son los orificios de dosificación que suministran el flujo apropiado dentro de las zonas de combustión en las cámaras. Las boquillas introducen el combustible dentro de la zona de combustión dentro de cada cámara donde se mezcla con el aire de combustión y es encendido por una o más bujías. En el instante en que el combustible es encendido en una cámara de combustión se propaga una llama, a través de los tubos de conexión de fuegos cruzados a todas las otras cámaras de combustión donde es detectada por cuatro detectores principales de llama, cada uno montado en una brida que está en la carcasa de combustión.

Los gases calientes de las cámaras de combustión fluyen dentro de las piezas separadas de transición agregadas al extremo posterior de los forros de las cámaras de combustión y fluyen desde ahí a la sección de la turbina de tres etapas. Cada etapa consiste de una fila de boquillas fijas y una fila de paletas de turbina. En cada fila de boquilla, la energía cinética del chorro fuerte aumenta, con una caída de presión asociada, la cual es absorbida como trabajo útil por las paletas del rotor de la turbina, dando como resultado una rotación del eje que se usa para girar el rotor del generador para generar energía eléctrica.

Después de pasar a través de las paletas de la tercera etapa, los gases se dirigen hacia el difusor de escape. Luego, los gases pasan dentro del pleno del escape y se introducen a la atmósfera a través de la chimenea de escape.

II. BASE Y SOPORTES

A. Base de la turbina

La base que soporta la turbina de gas es de una fabricación de acero estructural de vigas y placa de acero soldadas. Su función principal es proveer un soporte sobre el cual se monta la turbina de gas.

Tiene muñones de izado y soportes, dos en cada lado de la base en línea con los dos miembros cruzados estructurales de la estructura de la base. Los asientos de montaje maquinados en cada lado en la parte inferior de la base facilitan su montaje en el lugar de la cimentación. Tiene dos asientos de montaje maquinados, en la parte superior de la estructura de la base para montar los soportes posteriores de la turbina.

B. Soportes de la turbina

La MS7001FA tiene soportes del tipo de patas rígidas en el extremo del compresor y soportes con pivotes en la parte superior e inferior al extremo de la turbina.

En la superficie interior de cada pata de soporte hay una camisa de enfriamiento, a través de la cual circula el agua de enfriamiento para minimizar la expansión térmica y para ayudar a mantener el alineamiento entre la turbina y el equipo de carga. Las patas de soporte mantienen las posiciones axial y vertical de la turbina, mientras que dos chavetas acopladas con las patas de soporte de la turbina mantienen su posición lateral. Una chaveta está maquinada en la mitad inferior de la estructura del escape. La otra chaveta está maquinada en la mitad inferior de la carcasa delantera del compresor. Las chavetas encajan dentro de bloques guías los cuales están soldados a las vigas cruzadas de la base de la turbina. Las chavetas están aseguradas en sus lugares en los bloques guías con pernos que sostienen las chavetas en cada lado. Esta disposición de chaveta y bloque previene el movimiento lateral o giratorio de la turbina mientras que permite el movimiento axial y radial resultante de la expansión térmica.

III. SECCIÓN DEL COMPRESOR

A. Generalidades

La sección del compresor de flujo axial consiste del rotor del compresor y de la carcasa del compresor. Dentro de la carcasa del compresor están los álabes variables de guía de entrada, las varias etapas del rotor y los álabes estacionarios del estator y los álabes guías de salida.

En el compresor, el aire es confinado en el espacio entre el rotor y el estator donde es comprimido en etapas mediante series de rotaciones (rotor) alternadas y los álabes estacionarios (estator) de forma aerodinámica. Los álabes del rotor suministran la fuerza necesaria para comprimir el aire en cada etapa y los álabes del estator guían el aire de tal manera que entre a la siguiente etapa del rotor al ángulo apropiado. El aire comprimido sale a través de la carcasa de descarga del compresor hacia las cámaras de combustión. El aire es extraído del compresor mediante el enfriamiento de la turbina y control de la pulsación durante el arranque.

B. Rotor

La porción del compresor del rotor de la turbina de gas es un ensamble de ruedas, un anillo de velocidad, pernos de amarre, los álabes del rotor del compresor y un eje corto delantero (ver Figura 1).

Cada rueda tiene ranuras escariadas alrededor de la periferia. Los álabes y espaciadores del rotor están insertados dentro de estas ranuras y mantenidas en posición axial por apilamiento a cada extremo de la ranura. Las ruedas están ensambladas unas con otras por contraranuras para el control de concentricidad y están mantenidas juntas con pernos de amarre. La selección de las posiciones de las ruedas se hace durante el ensamble para reducir la corrección del equilibrio. Después del ensamblado, el rotor es equilibrado dinámicamente.

El eje corto delantero está maquinado para proveer el collar de empuje que lleva las cargas de empuje delanteras y posteriores. El eje corto también provee el muñón para el cojinete No. 1, la superficie de sellado para los sellos de aceite del cojinete No. 1 y el sello del compresor para el aire de baja presión.

La rueda de la etapa 17 lleva los álabes del rotor y también provee la superficie de sellado para el sello de aire de alta presión y la brida de enlace del compresor a la turbina.

C. Estator

1. Generalidades

El área de la carcasa de la sección del compresor está compuesta de tres secciones principales. Éstas son:

- a. Carcasa de entrada

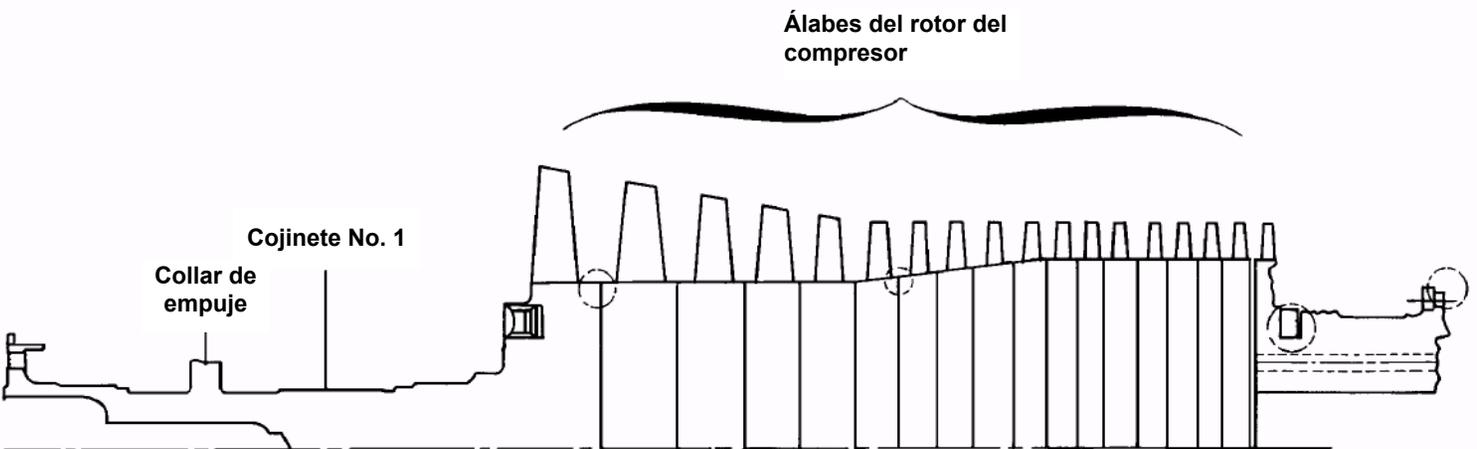


Figura 1. Ensamble del rotor del compresor

- b. Carcasa del compresor
- c. Carcasa de descarga del compresor

Estas carcasas, conjuntamente con la carcasa de la turbina, forman la estructura principal de la turbina de gas. Ellas soportan el rotor en los puntos de cojinetes y constituyen la pared exterior de la trayectoria circular del gas. Todas estas carcasas están partidas horizontalmente para facilitar el servicio.

2. Carcasa de entrada

La carcasa de entrada (ver Figura 2) está ubicada en el extremo delantero de la turbina de gas. Su función principal es dirigir uniformemente el aire hacia el compresor. La carcasa de entrada también soporta el ensamble del cojinete No. 1. La mitad inferior del alojamiento del cojinete No. 1 está íntegramente fundida con la boca acampanada interior. La mitad superior del alojamiento es una fundición separada acoplada con bridas y pernos a la mitad inferior. La boca acampanada interior está posicionada en la boca acampanada exterior por siete puntales radiales de forma aerodinámica. Los puntales están fundidos en las paredes de la boca acampanada. Ellos también transfieren las cargas estructurales de las carcasas adyacentes hacia el soporte delantero que está sujeto con pernos y pasadores a esta carcasa de entrada.

Los álabes variables guías de entrada están ubicados al extremo posterior de la carcasa de entrada y han sido posicionados mecánicamente por un anillo de control y un engranaje de piñón conectado a un actuador accionado hidráulicamente y a un ensamble de brazo articulado. Las posiciones de estos álabes tienen un efecto en la cantidad del flujo de aire de admisión del compresor.

3. Carcasa del compresor

La carcasa delantera del compresor contiene las etapas de 0 a 4 de las etapas del estator del compresor. La mitad inferior de la carcasa del compresor está equipada con dos muñones grandes fundidos integralmente que son usados para levantar la turbina de gas cuando es separada de su base.

La carcasa posterior del compresor contiene las etapas de 5 a 12 de las etapas del estator del compresor. Los puertos de extracción en la carcasa posterior permiten la remoción del aire del compresor de la etapa 13. Este aire es usado para funciones de enfriamiento y también para el control de la pulsación durante el arranque y parada.

4. Carcasa de descarga del compresor

La carcasa de descarga del compresor es la porción final de la sección del compresor. Es la fundación individual más larga y está situada en el punto medio – entre los soportes delanteros y posteriores – y es, en efecto, la piedra angular de la estructura de la turbina de gas. La carcasa de descarga del compresor contiene las etapas finales del compresor, forma tanto las paredes interiores como exteriores del difusor del compresor y une las carcasas del compresor y la turbina. La carcasa de descarga también provee soporte para las carcasas exteriores de combustión y el soporte interno de la boquilla de la primera etapa del compresor.

La carcasa de descarga del compresor consiste de dos cilindros, uno es una continuación de la carcasa del compresor y el otro es un cilindro interior que está alrededor del rotor del compresor. Los dos cilindros están posicionados de manera concéntrica por catorce puntales radiales.

Un difusor está formado por la corona circular cónica entre el cilindro exterior y el cilindro interior de la carcasa de descarga. El difusor convierte algo de la velocidad de salida del compresor en presión estática adicionada para el suministro del aire de combustión.

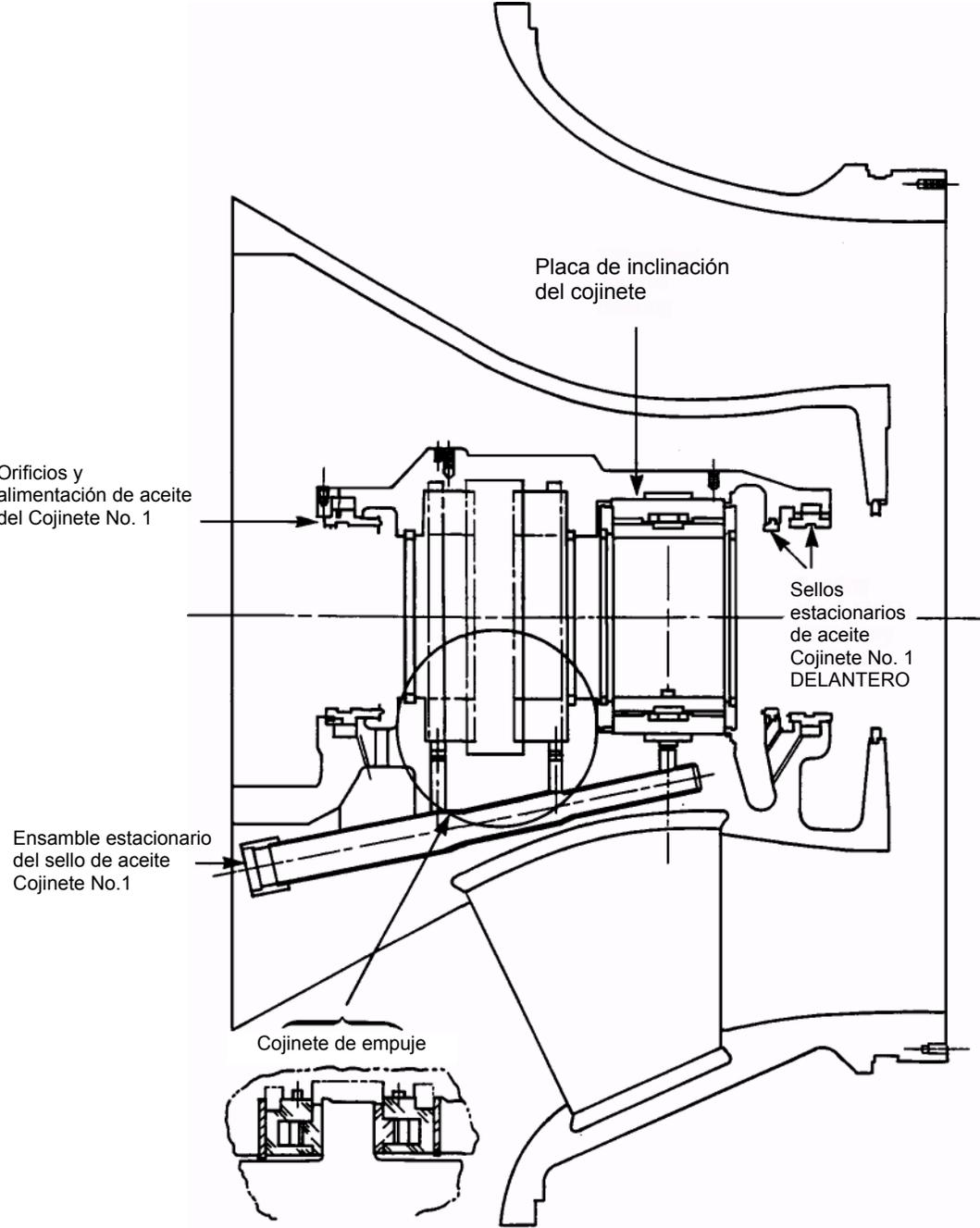


Figura 2. Cojinete No. 1 y Carcasa de entrada del compresor

5. Álabes

El rotor del compresor y los álabes del estator tienen forma aerodinámica y están diseñados para comprimir el aire eficientemente a altas velocidades de la punta de los álabes. Los álabes están fijados a las ruedas del compresor mediante montajes de cola de milano. La cola de milano es muy precisa en tamaño y posición para mantener cada álabe en la posición y ubicación deseadas en la rueda.

Los álabes del estator del compresor tienen forma aerodinámica y están montados en cola de milano similares en segmentos de anillos en las primeras cinco etapas. Los segmentos de anillo están insertados en ranuras en circunferencia en la carcasa y son mantenidos en sus lugares mediante llaves de sujeción. Los álabes del estator de las etapas restantes tienen cola de milano de base cuadrada y están insertados directamente en ranuras en circunferencia en la carcasa. Las llaves de sujeción los mantienen en sus lugares.

IV. SISTEMA DE COMBUSTIÓN DLN-2

A. Generalidades

El sistema de combustión es del tipo de flujo inverso con 14 cámaras de combustión montadas alrededor de la periferia de la carcasa de descarga del compresor, como se muestra en la Figura 3. Las cámaras de combustión están numeradas en sentido contrario a las agujas del reloj cuando se miran a favor de la corriente y empezando por la parte superior izquierda de la máquina. Este sistema también incluye las boquillas de combustible, un sistema de encendido por bujías, detectores de llama y tubos de fuegos cruzados. Los gases calientes generados por quemar combustible en las cámaras de combustión fluyen a través de las piezas de transición enfriadas por choque a la turbina.

El aire de alta presión de la descarga del compresor es dirigido alrededor de las piezas de transición. Parte del aire entra en los orificios en el manguito de choque para enfriar las piezas de transición y fluye al manguito de flujo. El resto entra a la corona circular entre el manguito de flujo y el forro interior de combustión a través de orificios en el extremo a favor de la corriente del manguito de flujo. (Ver Figuras 4 y 5). Este aire entra a la zona de combustión a través del ensamble del sombrerete para una apropiada combustión del combustible. El combustible se suministra a cada cámara de combustión a través de cinco boquillas diseñadas para dispersar y mezclar el combustible con la cantidad apropiada del aire de combustión.

El sistema de combustión DLN-2, que se muestra en la Figura 4, es una cámara de combustión del modo dual de una etapa capaz de operar con combustible líquido y gaseoso. Con gas, la cámara de combustión opera en un modo de difusión en cargas bajas (<50% de carga) y en un modo de premezclado en cargas altas (>50% de carga). Aunque la cámara de combustión es capaz de operar en el modo de difusión a través del rango de la carga, se requiere una inyección de diluyente para la reducción de NO_x . La operación del aceite en esta cámara de combustión es en el modo de difusión a través del rango total de la carga, con la inyección de diluyente usado para el NO_x .

B. Cámaras de combustión exteriores y manguitos de flujo

Las cámaras de combustión exteriores actúan como corazas de presión para las cámaras de combustión. También proveen bridas para los ensambles de cobertura del extremo de la boquilla de combustible, bridas para los tubos de fuegos cruzados y, cuando se requieran, bujías, detectores de llama y drenajes de arranque falso. Los manguitos de flujo (Figura 5) forman un espacio circular alrededor de los ensambles del sombrerete y forro interior que dirigen los flujos de aire de combustión y de enfriamiento hacia la región de reacción. Para mantener la caída de presión del manguito de choque, las aberturas para los tubos de fuegos cruzados, bujías y detectores de llama están sellados con arandelas aislantes deslizantes.

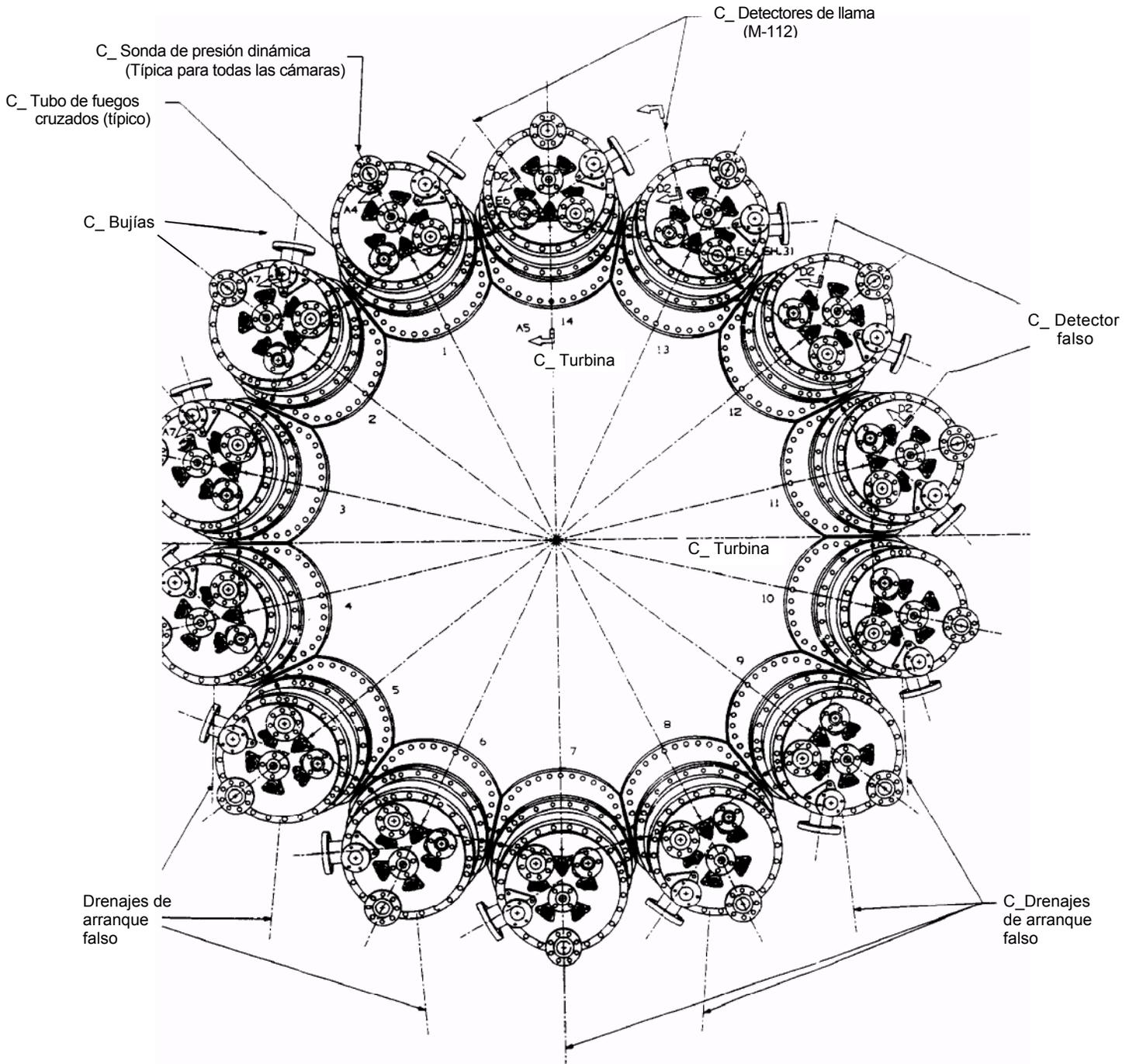


Figura 3. Montaje del sistema de combustión MS7001FA DLN-2

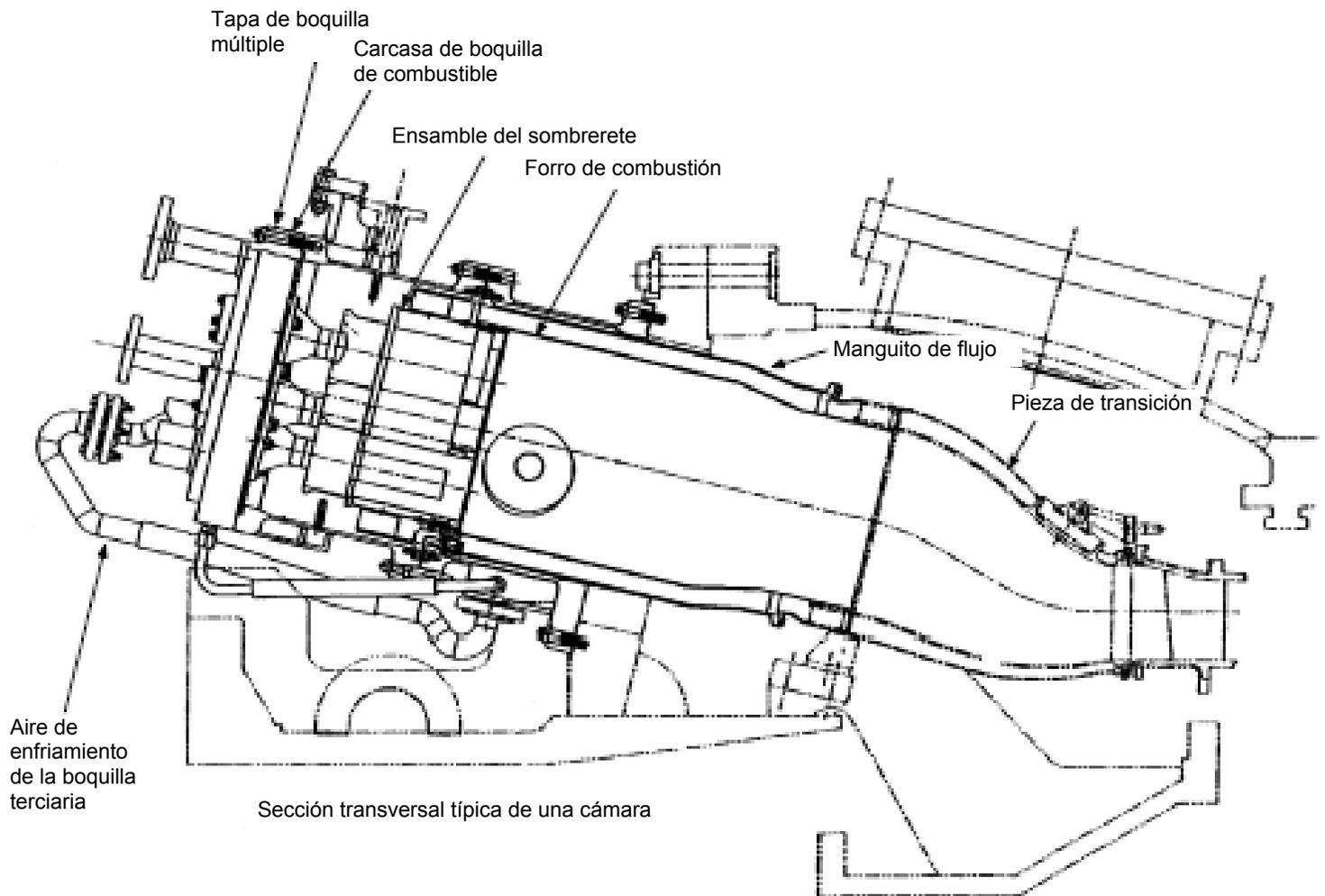


Figure 4. Disposición de combustión MS7001FA DLN-2

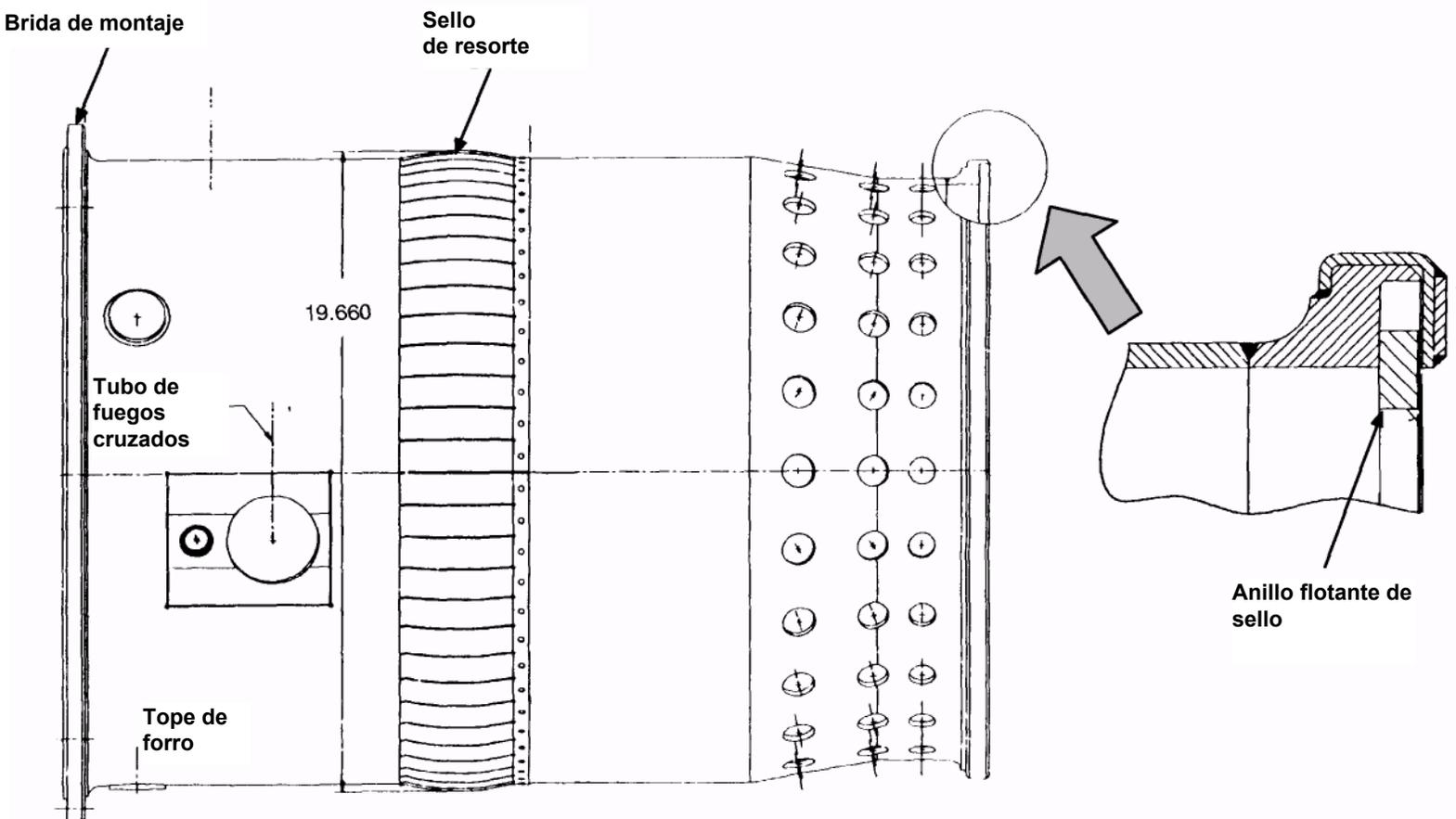


Figure 5. Ensamble del manguito de flujo

C. Tubos de fuegos cruzados

Todas las cámaras de combustión están interconectadas por medio de tubos de fuegos cruzados. Las cámaras exteriores están conectadas con un tubo exterior de fuegos cruzados y las zonas principales del forro interior de combustión están conectadas por tubos interiores de fuegos cruzados.

D. Tapas del extremo de la boquilla de combustible

Hay cinco ensambles de boquilla de combustible en cada cámara de combustión. Las Figuras 6 y 6A muestran una sección transversal de una boquilla de combustible DLN-2. Como se indica, la boquilla tiene conductos para el gas de difusión, gas premezclado, aceite y agua. Cuando está montada en la tapa del extremo, como se muestra en la Figura 6, los conductos de difusión de cuatro de las boquillas de combustible son alimentados desde un distribuidor común llamado el primario, que está incorporado en la tapa del extremo. Los conductos del premezclado de las mismas cuatro boquillas están alimentados desde otro distribuidor interno llamado el secundario. Los conductos del premezclado de la boquilla restante son suministrados por el sistema terciario de combustible; el conducto de difusión de esa boquilla está siempre purgado con aire de descarga del compresor y no pasa combustible.

E. Ensamblajes del sombrerete y forro interior

Los forros interiores de combustión (Figura 7) usan crestas externas y ranuras convencionales de enfriamiento para el enfriamiento. Las superficies interiores del forro interior y del sombrerete son barreras térmicas recubiertas para reducir las temperaturas del metal y las gradientes térmicas. El sombrerete (Figuras 8 y 8A) tiene cinco tubos de premezclado que se acoplan a cada una de las cinco boquillas de combustible. Se enfría por una combinación de enfriamiento por película y de enfriamiento por choque y tiene revestimiento de barrera térmica sobre las superficies interiores (Figuras 8 y 8A).

F. Bujías

La combustión se inicia por medio de la descarga de las bujías, que están fijadas con pernos a las bridas sobre las cámaras de combustión y están centradas con el forro interior y el manguito de flujo en las cámaras de combustión adyacentes. En la Figura 9 se muestra un montaje típico de una bujía. Estas bujías reciben su energía de suministros de energía de descarga de capacitadores de alta energía. En el momento del encendido, una chispa en una o más de estas bujías enciende los gases en la cámara, las cámaras restantes se encienden mediante fuegos cruzados a través de los tubos que interconectan la zona de reacción de las cámaras restantes.

G. Detectores ultravioleta de llama

Durante la secuencia de arranque, es esencial que se transmita al sistema de control una indicación de la presencia o ausencia de llama. Por esta razón, se usa un sistema de monitoreo de llama que consiste de detectores múltiples de llama que están ubicados tal como se muestra en la Figura 3. Los detectores de llama (Figuras 10 y 11) tienen camisas enfriadas por agua para mantener temperaturas aceptables.

El sensor ultravioleta de llama contiene un detector lleno de gas. El gas dentro de este detector es sensible a la presencia de radiación ultravioleta, que es emitida por una llama de hidrocarburo. Una tensión de corriente continua suministrada por el amplificador se aplica a través de los terminales del detector. Si hay presencia de llama, la ionización del gas en el detector permite la conducción en el circuito, que activa la electrónica para dar una salida indicando que hay llama. Inversamente, la ausencia de llama generará una salida indicando que no hay llama.

Las señales de los cuatro detectores de llama son enviadas al sistema de control que usa un sistema lógico interno para determinar si existe una condición de llama o de pérdida de llama.

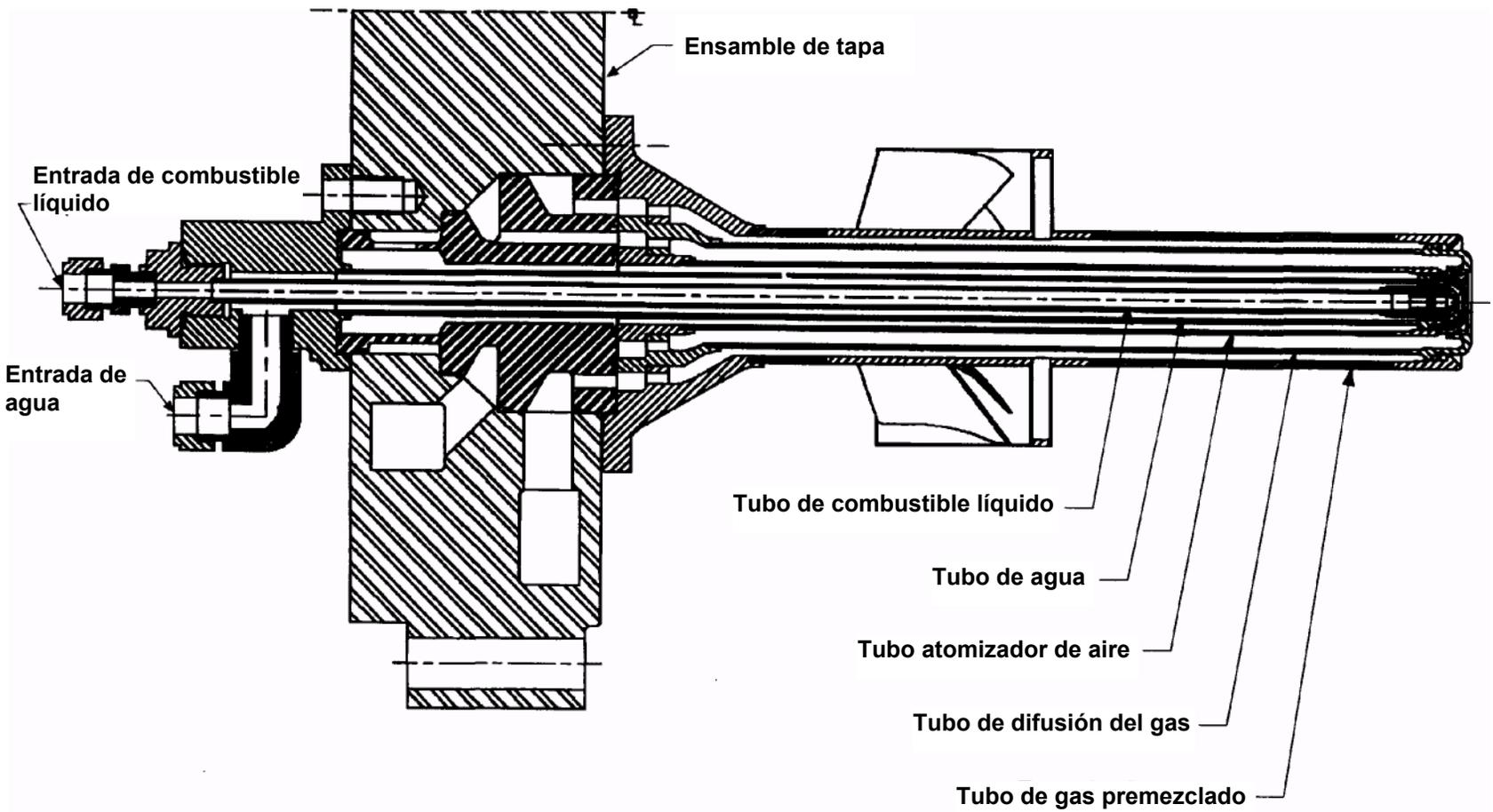


Figura 6. Sección transversal de la boquilla de combustible DLN-2

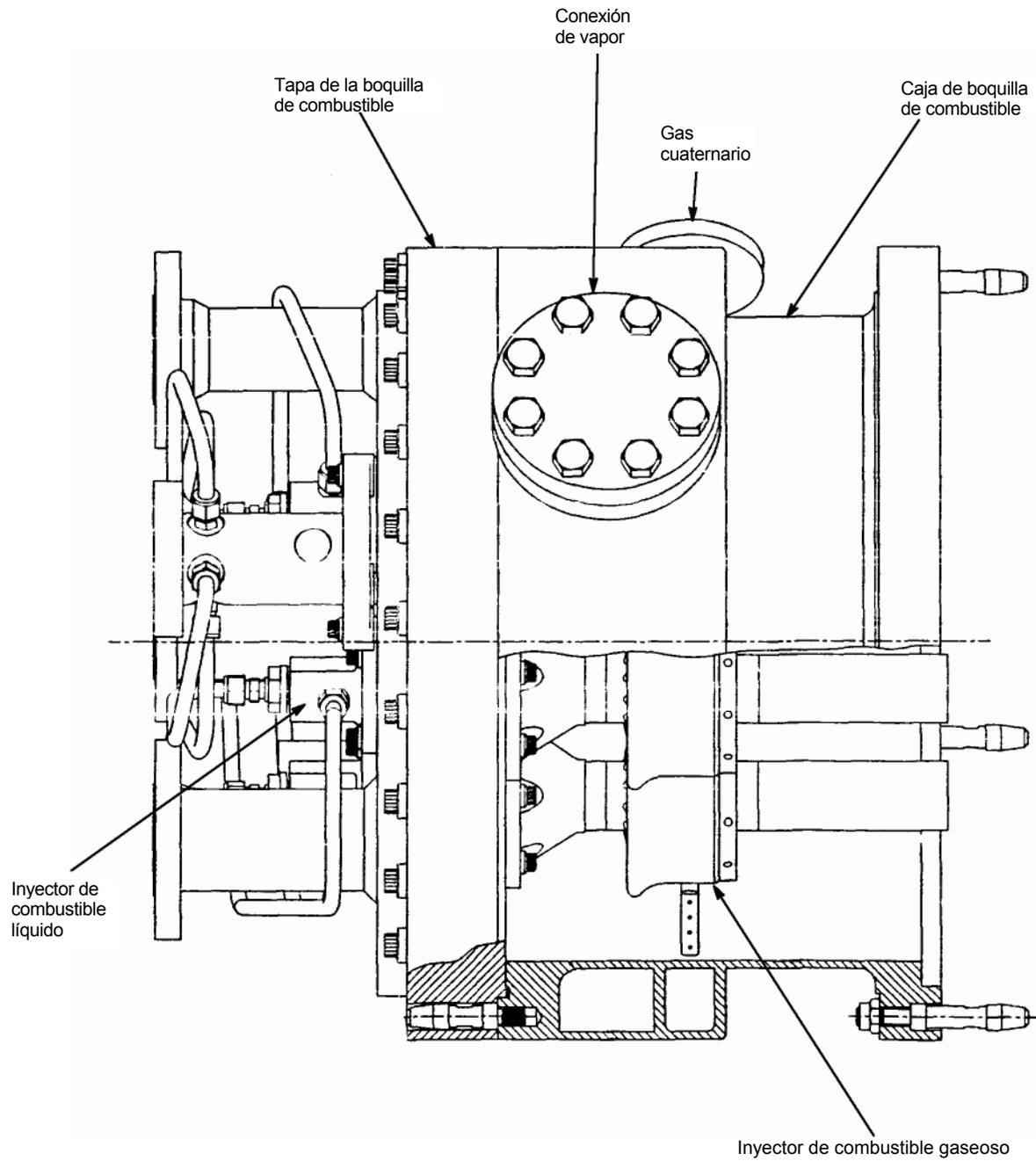


Figura 6A. Montaje de la boquilla de combustible.

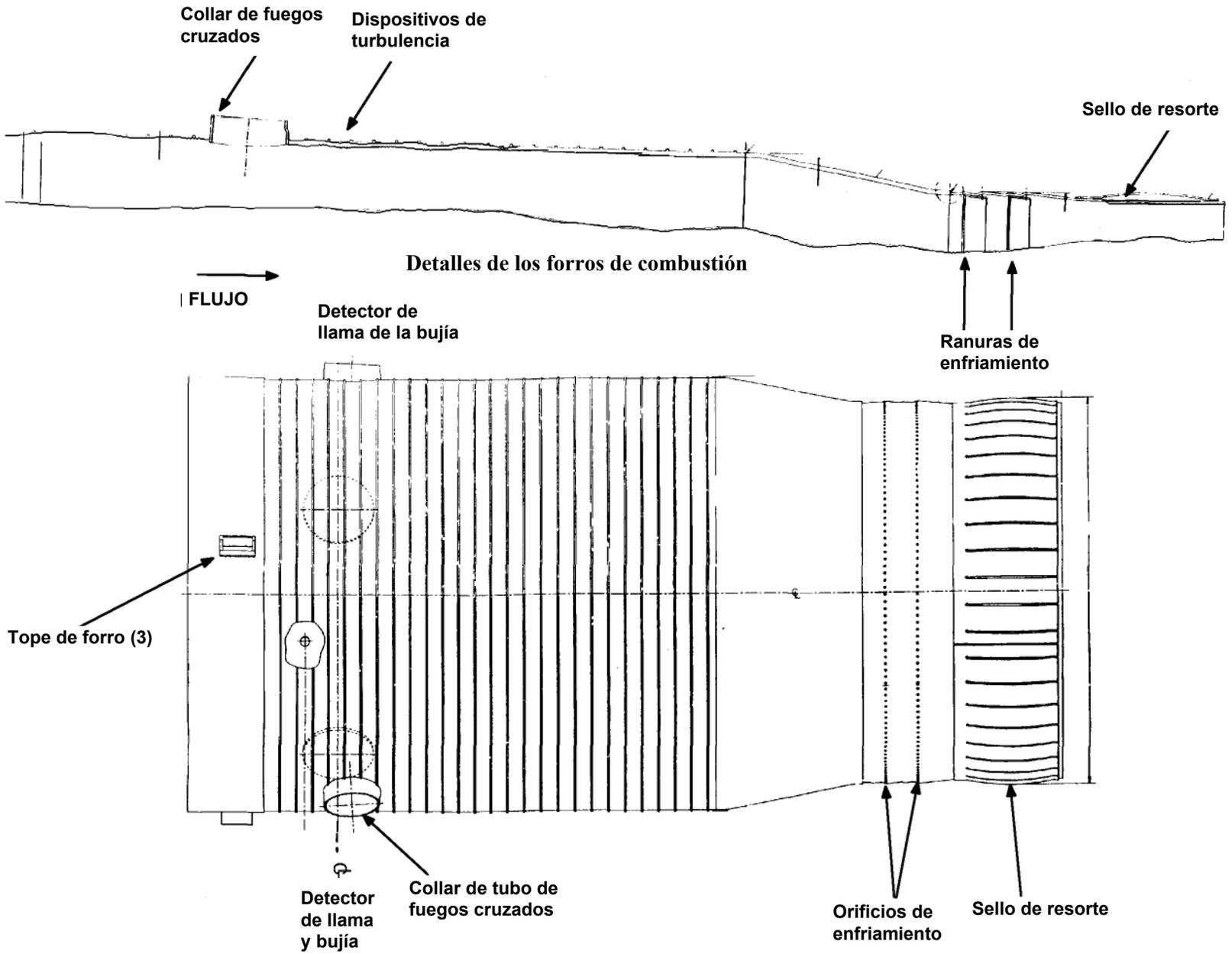


Figura 7. Ensamble del forro de la combustión

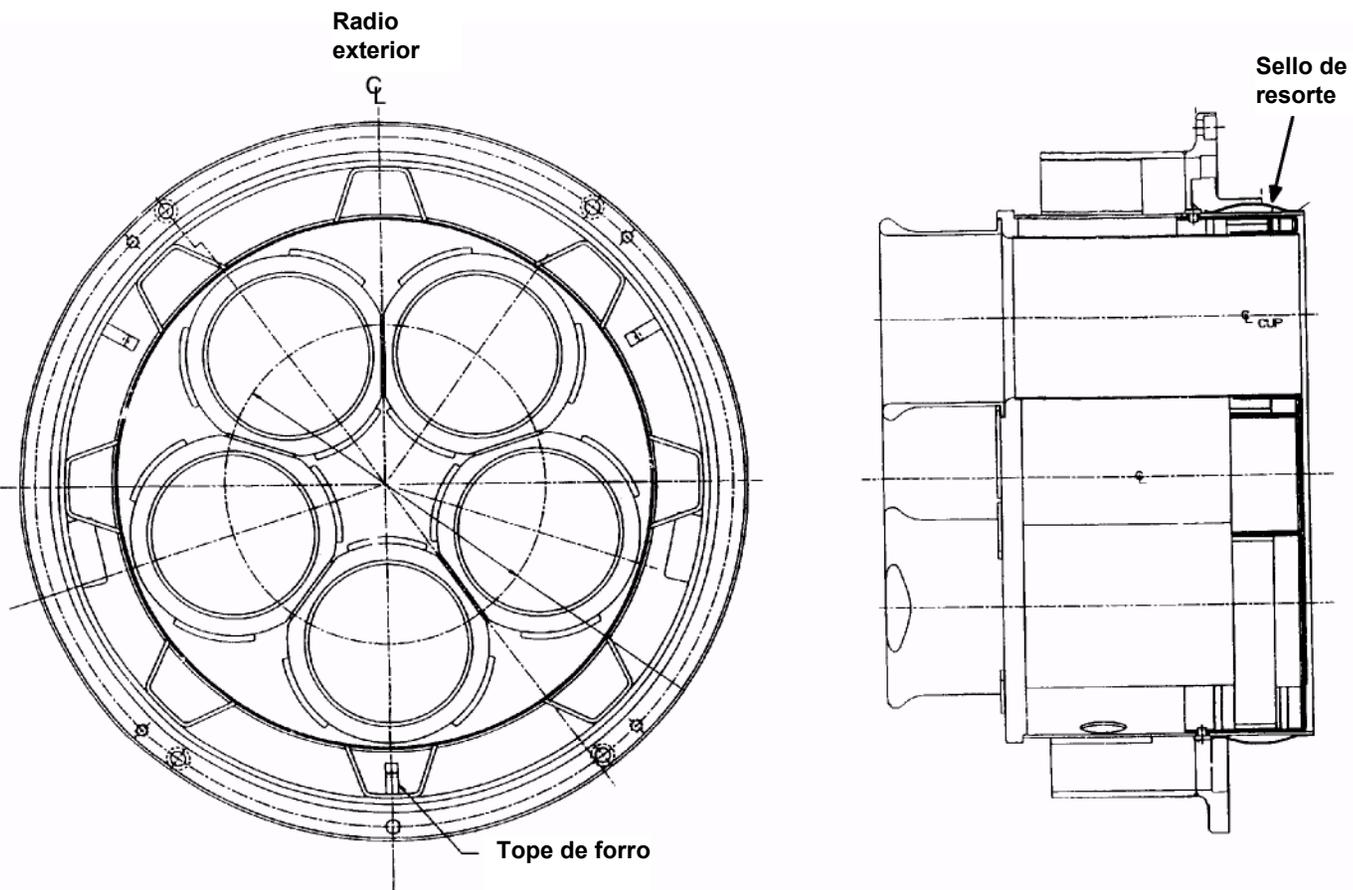


Figura 8. Ensamble del sombrerete – Vista de contra corriente

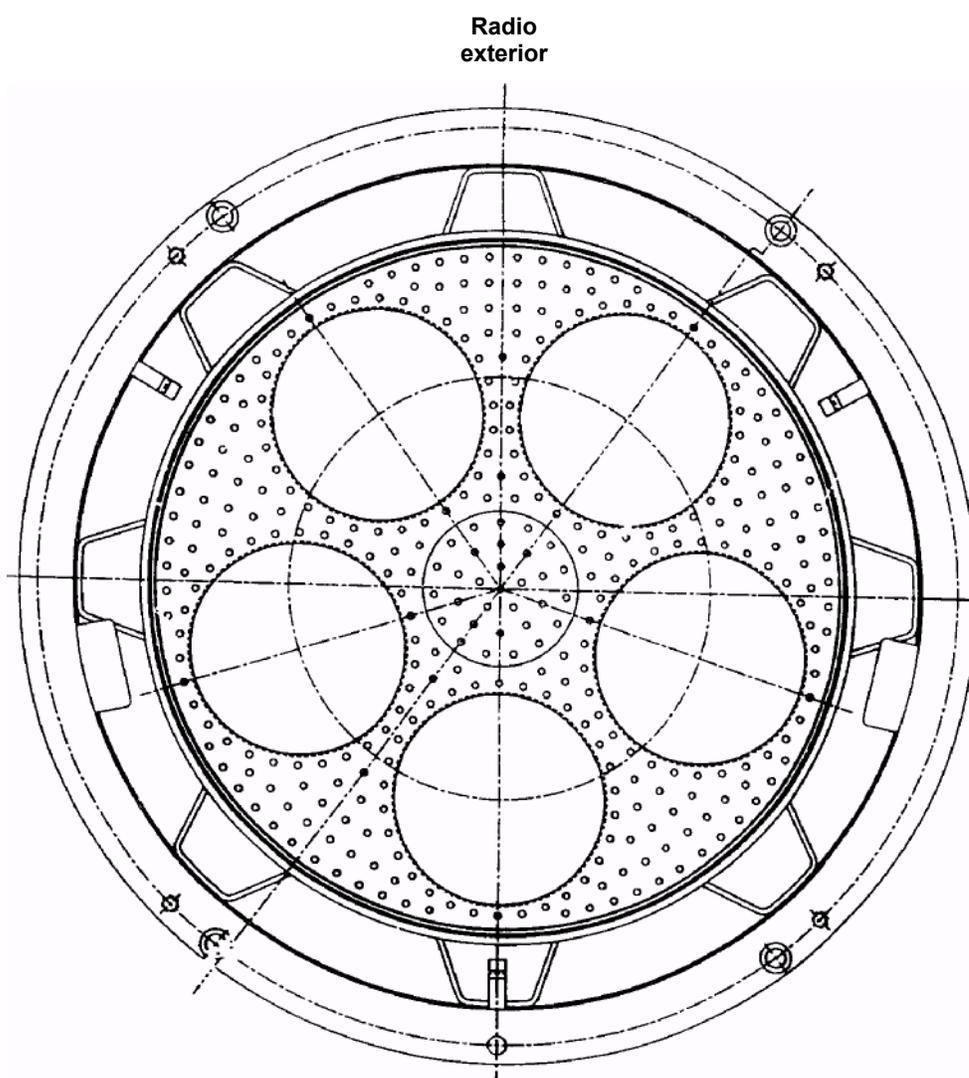


Figura 8A. Ensamble del sombrero - Vista a favor de la corriente

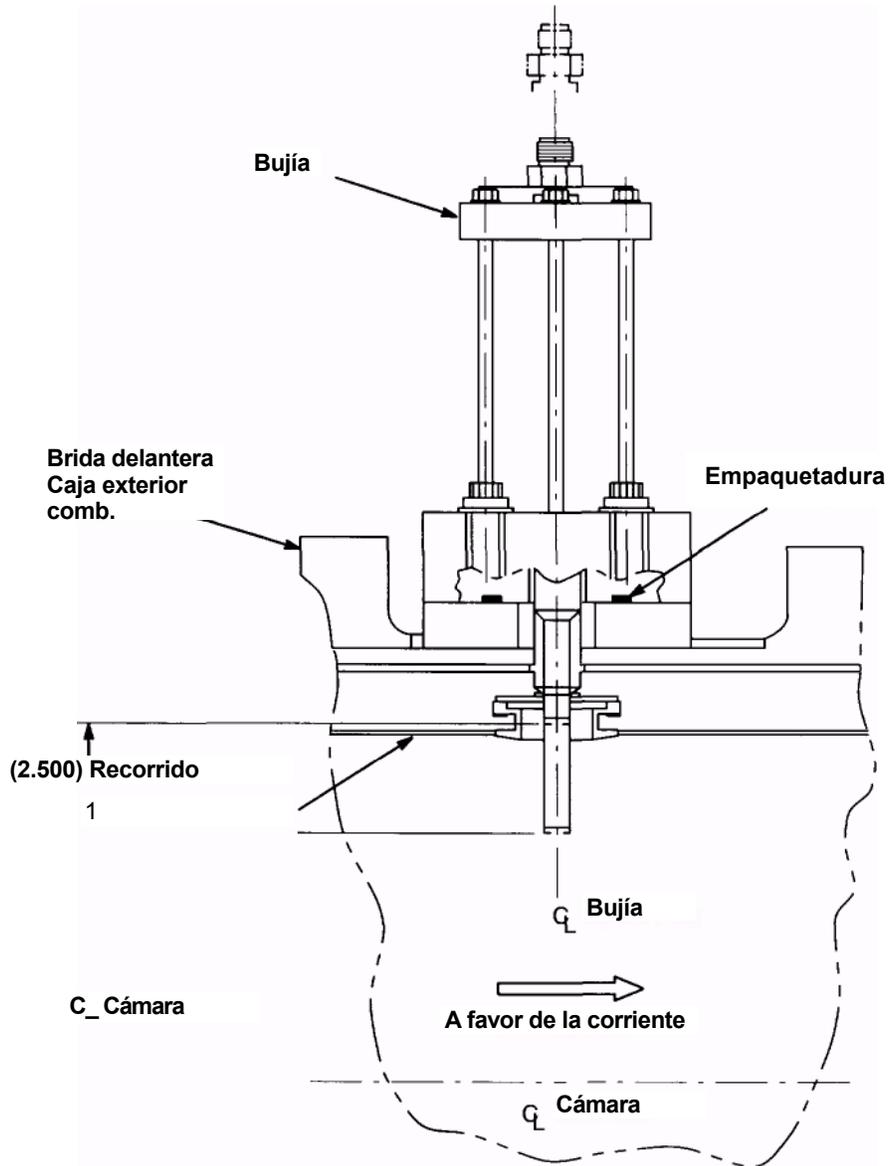


Figura 9. Ensamble de la bujía

Para información detallada acerca de la operación y mantenimiento relacionada con este equipo, referirse a las publicaciones del fabricante.

V. SECCIÓN TURBINA

A. Generalidades

La sección de la turbina de tres etapas es el área en la cual la energía, en la forma de gas comprimido de alta temperatura, producida por el compresor y las secciones de combustión, se convierte en energía mecánica.

Los accesorios de la turbina de gas MS7001FA incluyen el rotor de la turbina, la carcasa de la turbina, el armazón de escape, el difusor de escape, las boquillas y los bloques térmicos.

B. Rotor de la turbina

1. Estructura

El ensamble del rotor de la turbina, que se muestra en la Figura 12, consiste de los ejes delanteros y posteriores de la rueda de la turbina y de los ensambles de la rueda de la turbina de la primera, segunda y tercera etapas con espaciadores y paletas de turbina. El control de la concentricidad se logra mediante contraranuras en las ruedas de la turbina, ejes de ruedas y espaciadores. Las ruedas son mantenidas juntas mediante pernos pasantes acoplados con bridas con pernos en los ejes de las ruedas y espaciadores. La selección de las posiciones de los miembros del rotor se realiza para minimizar las correcciones del equilibrio

2. Ejes de ruedas

La pieza de distancia del rotor de la turbina se extiende desde la rueda de la turbina de la primera etapa hasta la brida posterior del ensamble del rotor del compresor.

El eje posterior del rotor de la turbina incluye el cojinete No. 1

3. Ensamblajes de ruedas

Los espaciadores de las ruedas de la turbina entre la primera y la segunda y entre la segunda y la tercera etapas determinan la posición axial de las ruedas individuales. Estos espaciadores llevan las superficies entre estrías del sellado de diafragma. Las caras anterior y posterior de los espaciadores 1-2 incluyen ranuras radiales para los conductos del aire de enfriamiento.

Las paletas de la turbina están ensambladas en las ruedas con colas de milano en forma de abetos que se ajustan en muescas de adaptación en los rebordes de la rueda de la turbina. Todas las tres etapas de la turbina tienen paletas de vástago largo con revestimiento de precisión de fundición. El diseño de la paleta de vástago largo resguarda efectivamente los rebordes de la rueda y los sujetadores del fondo de la paleta de las altas temperaturas en la trayectoria del gas caliente mientras que provee amortiguación mecánica de las vibraciones de la paleta. Como una ayuda adicional a la amortiguación mecánica, las paletas de las etapas dos y tres tienen coronas de ruedas de bloqueo en las puntas de las paletas. Estas coronas de ruedas también incrementan la eficiencia de la turbina al minimizar fuga por las puntas. Los dientes radiales en las coronas de ruedas de las paletas se combinan con las superficies escalonadas en el estator para proveer un sello de laberinto contra fugas de gas más allá de la punta de la paleta.

La Figura 13 muestra las etapas típicas de la primera, segunda y tercera etapas de las paletas de la turbina para el MS7001FA. El incremento en el tamaño de las paletas desde la primera hasta la tercera etapa es necesario por la reducción de presión resultante de la conversión de energía en cada etapa; se requiere un aumento del área de la corona circular para acomodar el flujo de gas.

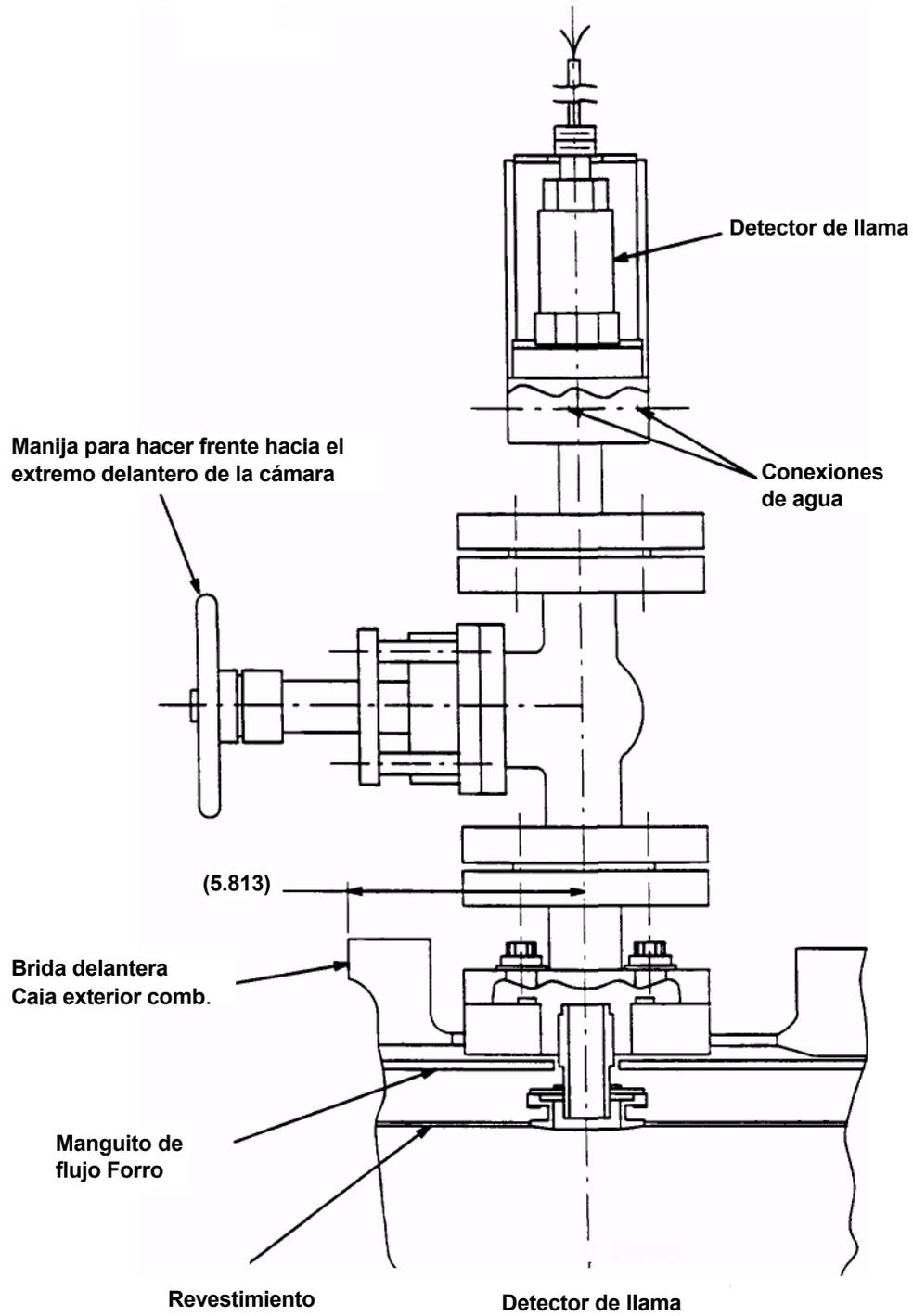


Figura 10. Ensamble del detector de llama

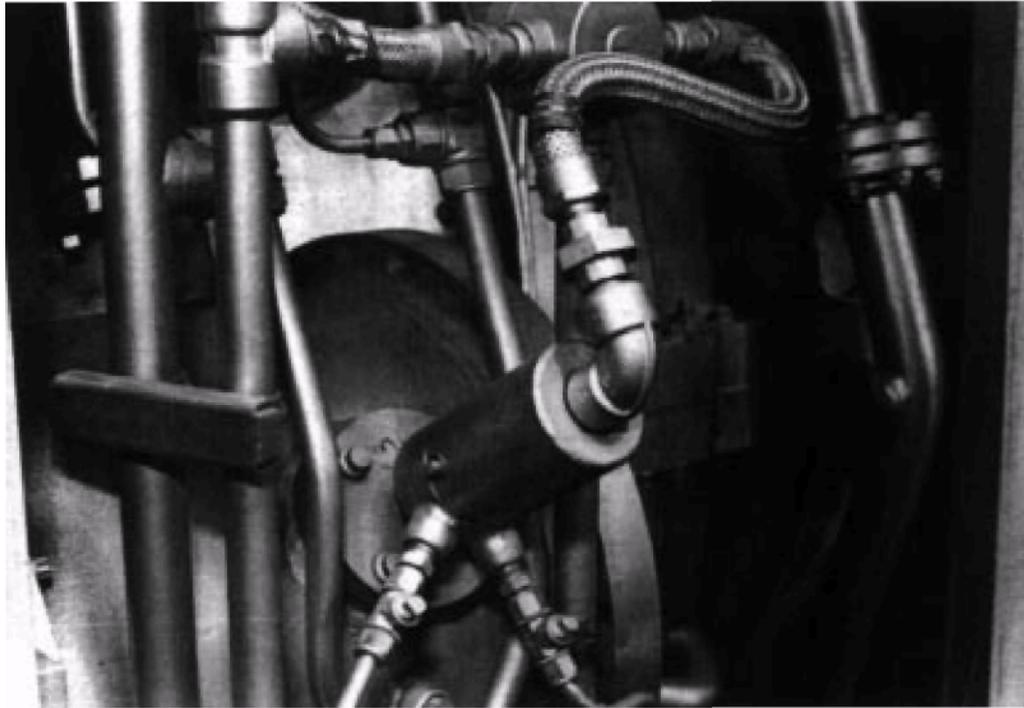


Figura 11. Detector de llama refrigerado por agua

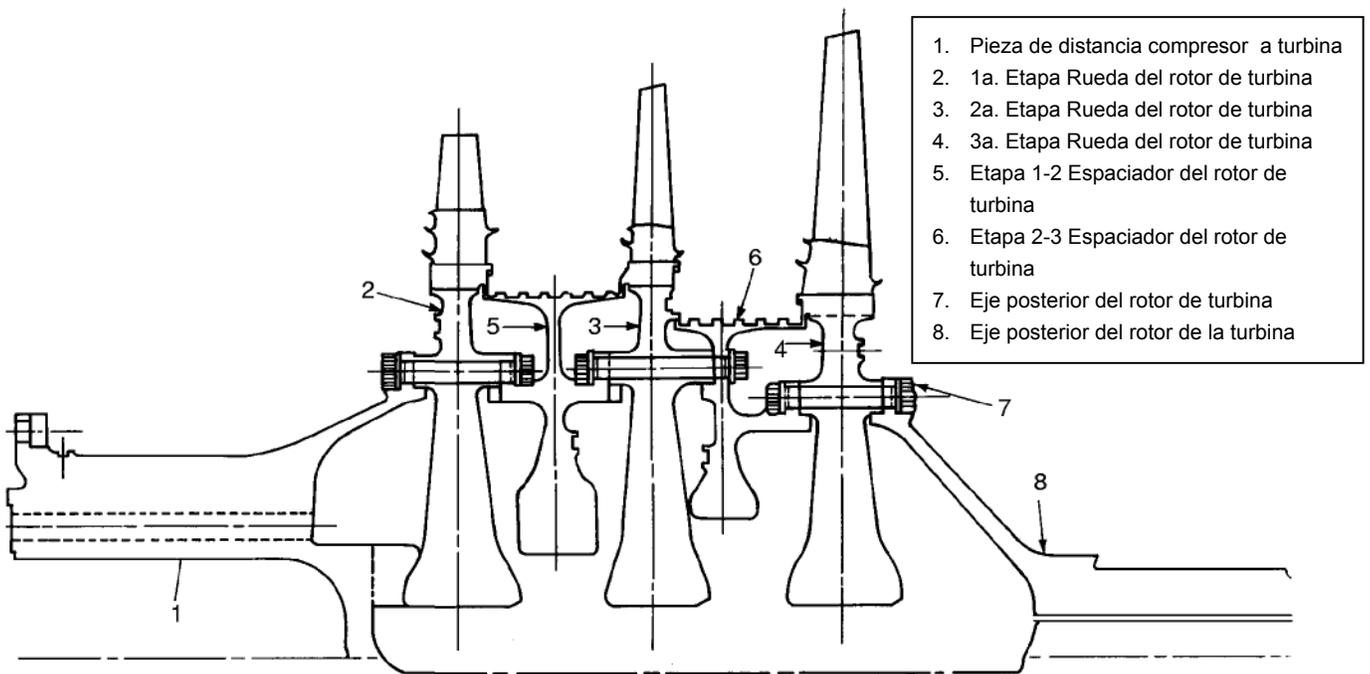


Figura 12. Ensamble del rotor de la turbina

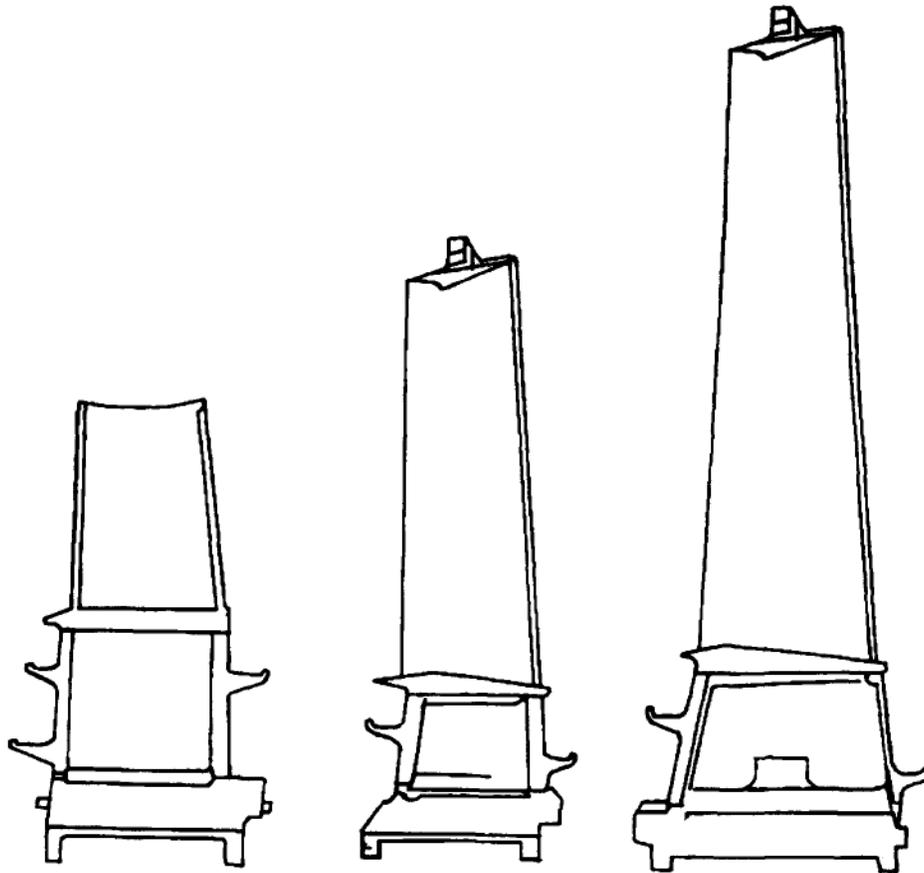


Figura 13. Elementos de la primera, segunda y tercera etapas de la turbina MS7001FA

4. Enfriamiento

El rotor de la turbina es enfriado para mantener temperaturas de operación razonables y, por consiguiente, asegurar una más larga duración del servicio de la turbina. El enfriamiento se logra por medio de un flujo positivo de aire frío extraído del compresor y descargado en forma radial hacia afuera a través del espacio entre la rueda de la turbina y el estator, dentro de la corriente de gas principal. A esta área se le llama “espacio de rueda”. La Figura 14 muestra los flujos de aire de enfriamiento de la turbina.

5. Espacios de ruedas de la primera etapa

El espacio de rueda delantero de la primera etapa es enfriado por el aire descargado del compresor. Un sello de laberinto está instalado en el extremo posterior del rotor del compresor entre el rotor y el tambor interior de la carcasa de descarga del compresor. La fuga a través de este laberinto suministra el flujo de aire a través del espacio de rueda delantero de la primera etapa. Este flujo de aire de enfriamiento descarga dentro de la corriente de gas principal posterior de la boquilla de la primera etapa.

El espacio de rueda posterior de la primera etapa es enfriado por el aire de extracción de la etapa 13 llevado a través de la boquilla de la segunda etapa. Este aire regresa a la trayectoria de gas delantera de la boquilla de la segunda etapa.

6. Espacios de ruedas de la segunda etapa

El espacio de rueda delantero de la segunda etapa es enfriado mediante la fuga del espacio de rueda posterior de la primera etapa a través del laberinto entre etapas. Este aire regresa a la trayectoria de gas en la entrada de las paletas de la segunda etapa.

El espacio de rueda posterior de la segunda etapa es enfriado por el aire de extracción de la etapa 13 llevado a través de la boquilla de la tercera etapa. El aire de este espacio de rueda regresa a la trayectoria de gas a la entrada de la boquilla de la tercera etapa.

7. Espacios de ruedas de la tercera etapa

El espacio de rueda delantero de la tercera etapa es enfriado mediante la fuga del espacio de rueda posterior de la segunda etapa a través del laberinto entre etapas. Este aire reingresa a la trayectoria de gas en la entrada de la paleta de la tercera etapa.

El espacio de rueda posterior de la tercera etapa obtiene su aire de enfriamiento de la descarga del armazón del aire de enfriamiento de la corona circular del armazón de escape. Este aire fluye a través del espacio de rueda posterior de la tercera etapa y en la trayectoria de gas en la entrada del difusor de escape.

8. Paletas

El aire es introducido en cada paleta de la primera etapa a través del pleno en la base de la cola de milano de la paleta (Figura 14). Fluye a través de los orificios de enfriamiento en serpentina que se extienden en la longitud de la paleta y sale en el borde posterior y en la punta de la paleta. Los orificios están espaciados y tienen el tamaño para obtener el enfriamiento óptimo de la forma aerodinámica con un mínimo aire de extracción del compresor. La Figura 15 muestra el diseño de la paleta de la primera etapa de MS7001FA.

A diferencia de las paletas de la primera etapa, las paletas de la segunda etapa son enfriadas mediante pasajes de aire a lo largo de la longitud de la forma aerodinámica. Nuevamente, se logra el enfriamiento de la forma aerodinámica con un mínimo de penalidad al ciclo termodinámico. Ver la Figura 16.

Las paletas de la tercera etapa no son internamente enfriadas por aire; las puntas de estas paletas, al igual que las paletas de la segunda etapa están encerradas por una corona de rueda que forma parte del sello de punta. Estas coronas de ruedas están interbloqueadas de paleta a paleta para proveer amortiguación de la vibración.

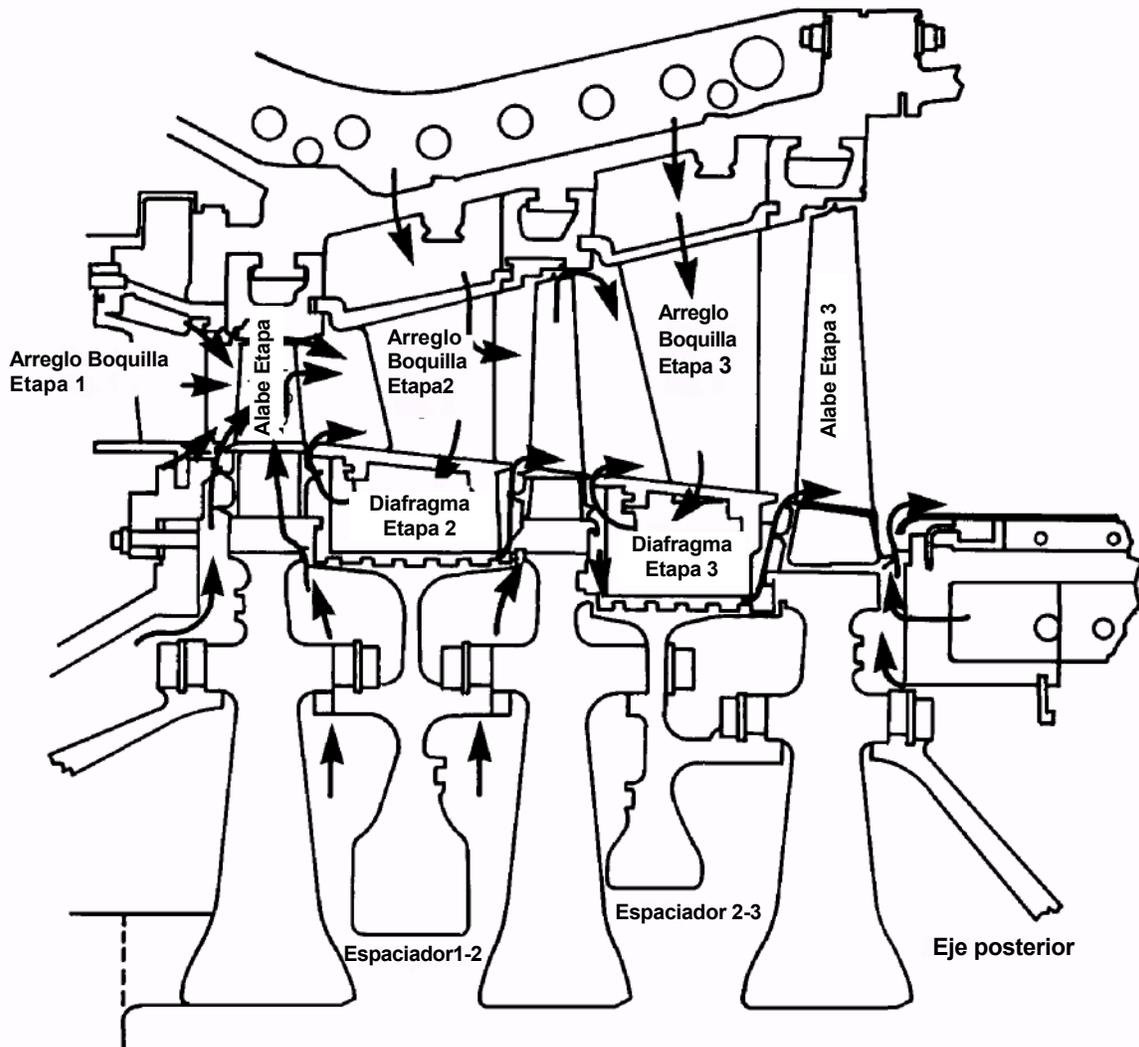


Figura 14. Sección turbina – Corte que muestra los flujos del aire de enfriamiento

C. Estator de la turbina

1. Estructura

La carcasa de la turbina y el armazón del escape constituyen la porción principal de la estructura del estator de la turbina de gas MS7001FA. Las boquillas de la turbina, las coronas de ruedas y el difusor de escape de la turbina están internamente soportados por estos componentes.

2. Carcasa de la turbina

La carcasa de la turbina controla las posiciones axial y radial de las coronas de ruedas y boquillas. Determina la holgura de la turbina y las posiciones relativas de las boquillas con las paletas de la turbina. Estas posiciones son críticas para el rendimiento de la turbina.

Los gases calientes contenidos por la carcasa de la turbina son una fuente de flujo caliente dentro de la carcasa. Para controlar el diámetro de la carcasa, es importante reducir el flujo caliente dentro de la carcasa y limitar su temperatura. Las limitaciones del flujo caliente incorporan el aislamiento, enfriamiento y estructuras de múltiples capas. El aire de extracción de la etapa 13 es transportado a los espacios circulares de la carcasa de la turbina alrededor de las boquillas de las segunda y tercera etapas. De ahí, el aire es transportado a través de las particiones de las boquillas y dentro de los espacios de ruedas.

Estructuralmente, la brida delantera de la carcasa de la turbina está fijada con pernos a la brida de obturación en el extremo posterior de la carcasa de descarga del compresor. La brida posterior de la carcasa de la turbina está fijada con pernos a la brida delantera del armazón de escape.

3. Boquillas

En la sección turbina hay tres etapas de boquillas estacionarias (Figura 14), que dirigen el flujo de alta velocidad del gas caliente de combustión expandido contra las paletas de la turbina causando que el rotor de la turbina gire. Debido a la alta caída de presión a través de estas boquillas, hay sellos tanto en el diámetro interior como en el exterior para prevenir la pérdida de la energía del sistema por fuga. Debido a que las boquillas funcionan en el flujo de gas caliente de combustión, están sujetas a tensiones térmicas además de las cargas de presión de gas.

4. Boquilla de la primera etapa

La boquilla de la primera etapa recibe los gases calientes de combustión del sistema de combustión vía las piezas de transición. Las piezas de transición están selladas tanto a las paredes laterales externas como a las internas en la entrada lateral de la boquilla; esto minimiza la fuga del aire de descarga del compresor en las boquillas.

La boquilla de la primera etapa (Figura 17) de la turbina de gas modelo 7001 FA contiene una cavidad frontal y posterior en el álabe y es enfriado por una combinación de película, choques y técnicas de convección en el álabe y en las regiones de las paredes laterales.

Los segmentos de la boquilla, cada uno con dos particiones o secciones aerodinámicas, están contenidos por un anillo de retención partido horizontalmente que está en la línea central soportado a la carcasa de la turbina por lengüetas de conexión a los lados y guiados por pasadores en la parte superior e inferior de las líneas centrales verticales. Esto permite el crecimiento radial del anillo de retención, que es la resultante de los cambios de temperatura, mientras que el anillo permanece centrado en la carcasa.

El diámetro exterior posterior del anillo de retención está cargado contra la cara delantera de la corona de rueda de la primera etapa de la turbina y actúa como sello de aire para prevenir la fuga del aire de descarga del compresor entre la boquilla y la carcasa de la turbina.

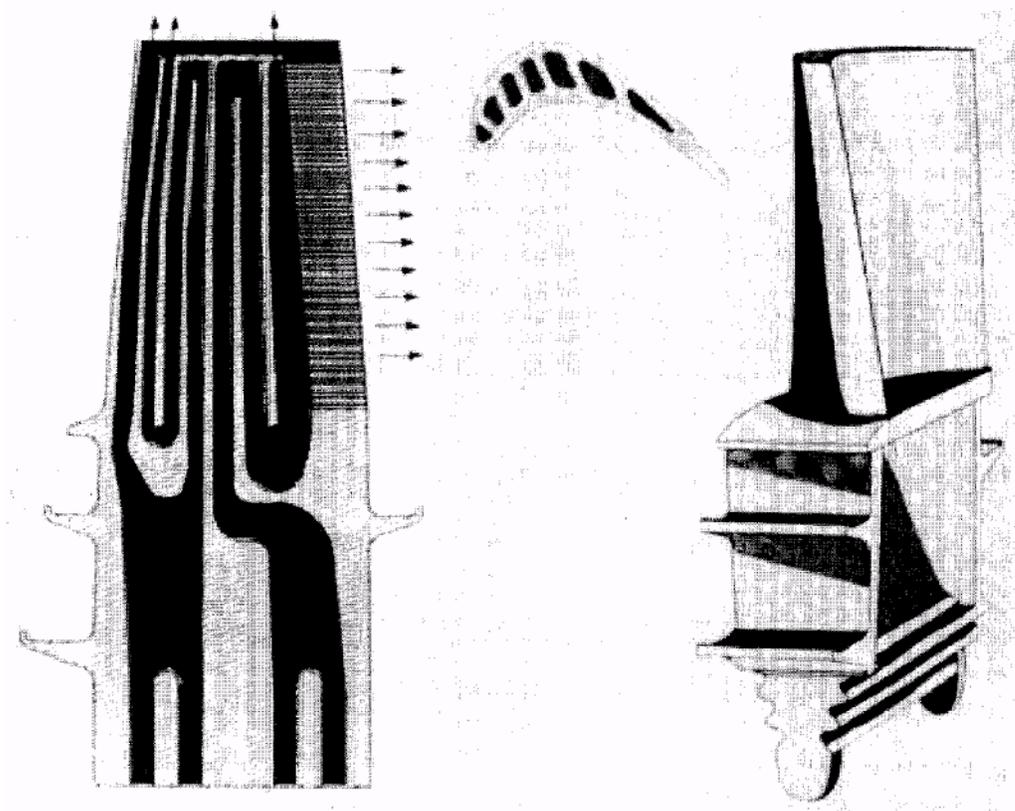


Figura 15. Pasajes de enfriamiento de la paleta de la primera etapa del MS77001FA

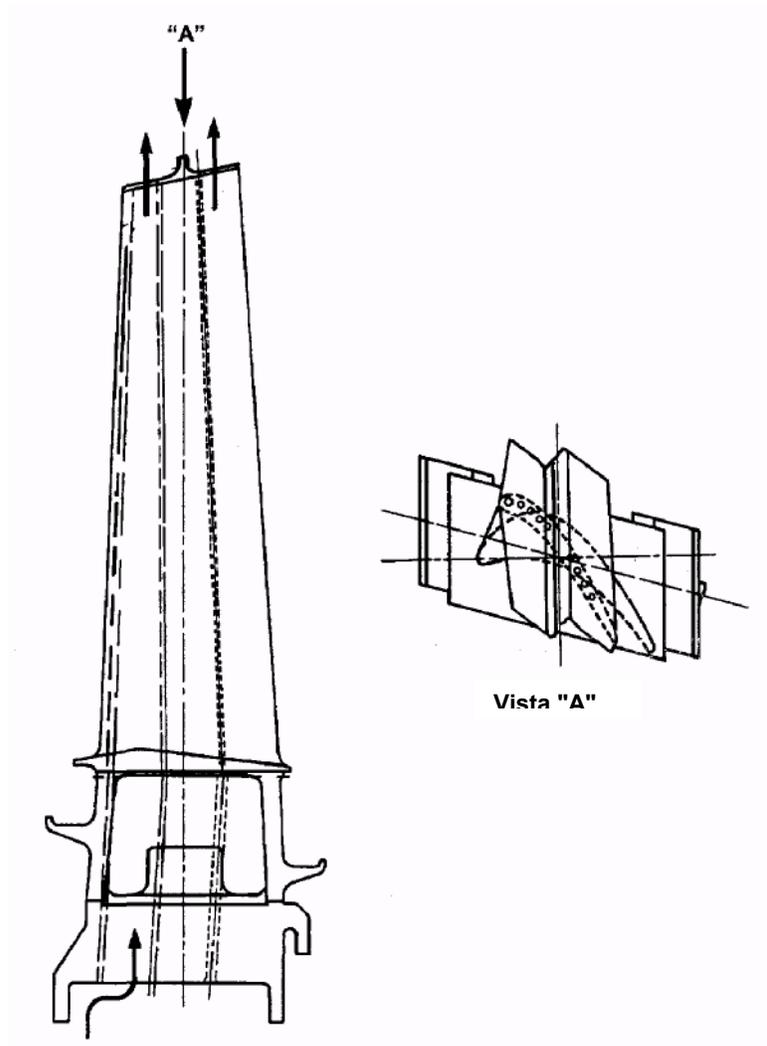


Figura 16. Flujo de enfriamiento de la paleta de la etapa 2 del MS7001FA

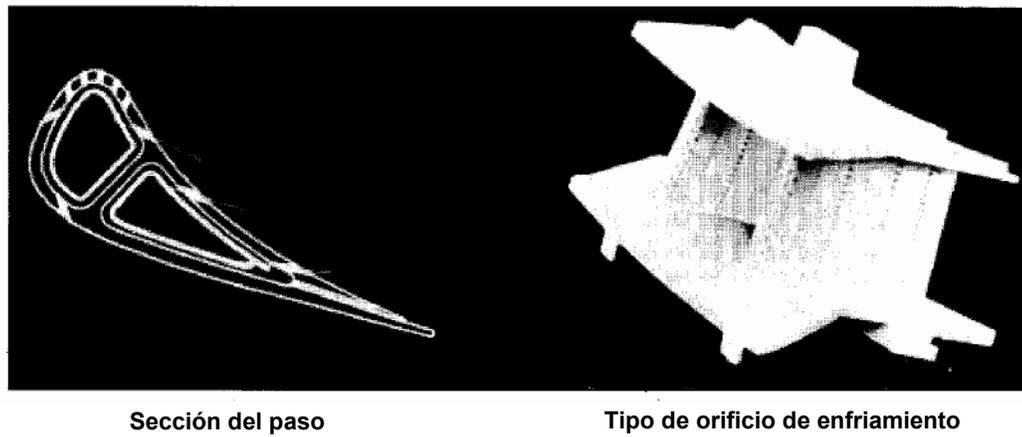


Figura 17. Enfriamiento de la boquilla de la primera etapa del MS7001FA

En la pared lateral interna, la boquilla está sellada por una brida de fundición en el diámetro interior de la pared lateral que descansa contra una cara de acoplamiento en el anillo soporte de la boquilla de la primera etapa. La rotación en circunferencia de la pared lateral interna del segmento se evita por un buje excéntrico y un pasador de ubicación que se acopla a una lengüeta de conexión en la pared lateral interior.

El movimiento hacia delante de la boquilla se evita mediante lengüetas de conexión soldadas al diámetro exterior posterior del anillo de retención a 45 grados de las líneas de centro vertical y horizontal. Estas lengüetas de conexión se fijan en una ranura maquinada en la coraza de la turbina justo delante del gancho en T de la corona de rueda de la primera etapa. Al mover el bloque de soporte de junta horizontal y el pasador guía de la línea de centro inferior y luego remover los pasadores de ubicación de la pared lateral interna, se puede sacar la mitad inferior de la boquilla con el rotor de la turbina en su lugar.

5. Boquilla de la segunda etapa

El aire de combustión que sale de las paletas de la primera etapa es nuevamente expandido y redirigido contra las paletas de la turbina de la segunda etapa por la boquilla de la segunda etapa. Esta boquilla está hecha de segmentos de fundición, cada uno con dos particiones o formas aerodinámicas. Los ganchos machos en los lados de entrada y salida de la pared lateral externa se acoplan en las ranuras hembras en el lado posterior de la corona de rueda de la primera etapa y en el lado delantero de las coronas de ruedas de la segunda etapa para mantener concéntrica la boquilla con la coraza de la turbina y el rotor. Este acoplamiento estrecho de la lengüeta y ranura se fija entre la boquilla y las coronas de ruedas y actúa como un sello de aire del diámetro exterior. Los segmentos de la boquilla son mantenidos en posición de circunferencia por pasadores radiales de la coraza en ranuras axiales en la pared lateral exterior de la boquilla.

La boquilla de la segunda etapa se enfría con el aire de extracción de la etapa 13.

6. Boquilla de la tercera etapa

La boquilla de la tercera etapa recibe el gas caliente conforme sale de las paletas de la segunda etapa, aumenta su velocidad mediante la caída de presión y dirige este flujo contra las paletas de la tercera etapa. La boquilla consiste de segmentos de fundición, cada uno con tres particiones o formas aerodinámicas. Está mantenida a la pared lateral exterior de los lados delantero y posterior por ranuras en las coronas de ruedas de la turbina de manera similar a las usadas en la boquilla de la segunda etapa. La boquilla de la tercera etapa está posicionada en forma de circunferencia mediante pasadores radiales desde la coraza. El aire de extracción de la etapa 13 fluye a través de las particiones de la boquilla por enfriamiento por convección de la boquilla y por aumento del flujo de aire de enfriamiento del espacio de ruedas.

7. Diafragma

Los diafragmas de la boquilla están acoplados a los diámetros interiores de los segmentos de la boquilla de la tercera etapa. Estos diafragmas evitan que la fuga de aire pase la pared lateral interior de las boquillas y el rotor de la turbina. Los dientes de este sello de laberinto, alto/ bajo, están maquinados en el diámetro interior del diafragma. Ellos se acoplan con las superficies de unión opuestas en el rotor de la turbina. Una holgura radial mínima entre las partes estacionarias (diafragma y boquillas) y el rotor que se mueve es esencial para mantener una fuga mínima entre etapas; esto da como resultado en una mayor eficiencia de la turbina.

8. Coronas de ruedas

A diferencia del paletaje del compresor, las puntas de la paleta de la turbina no pasan directamente

contra una superficie integral maquinada de la carcasa sino contra segmentos curvados anulares llamados coronas de ruedas. La principal función de las coronas de ruedas es proveer una superficie cilíndrica para minimizar la fuga por la holgura de la punta de la paleta.

La función secundaria de las coronas de ruedas de la turbina es proveer una alta resistencia térmica entre los gases calientes y la carcasa comparativamente fría de la turbina. Al realizar esta función, la carga de enfriamiento de la carcasa de la turbina se reduce drásticamente, el diámetro de la carcasa de la turbina se controla, la redondez de la carcasa de la turbina se mantiene y se aseguran las holguras importantes de la turbina.

Los segmentos estacionarios de la corona de rueda de la primera y segunda etapas son dos piezas, la corona de rueda interna del lado del gas está separada de la corona de rueda externa soportadora para permitir la expansión y contracción, y debido a eso mejora el bajo ciclo de duración por fatiga. La corona de rueda de la primera etapa es enfriada por golpes, película y convección.

Los segmentos de la corona de rueda se mantienen en la posición de circunferencia por pasadores radiales de la carcasa de la turbina. Las juntas entre los segmentos de la corona de rueda están selladas por lengüetas de interconexión y ranuras.

9. Armazón de escape

El armazón de escape está fijado con pernos a la brida posterior de la carcasa de la turbina. Estructuralmente, el armazón consiste de un cilindro exterior y de un cilindro interior interconectados por puntales radiales. El cojinete No. 2 está soportado del cilindro interior.

El difusor de escape ubicado en el extremo posterior de la turbina está fijado con pernos al armazón de escape. Los gases de escape de la tercera etapa de la turbina entran al difusor donde la velocidad se reduce por difusión y la presión se recupera. A la salida del difusor, los gases se dirigen hacia el pleno del escape.

Los puntales radiales del armazón de escape cruzan la corriente del gas de escape. Estos puntales posicionan el cilindro interior y el cojinete No. 2 con relación a la carcasa externa de la turbina de gas. Los puntales se deben mantener a una temperatura constante con el objeto de controlar la posición central del rotor en relación con el estator. Se logra esta estabilización de temperatura al proteger los puntales de los gases de escape con un fuselado de metal que forma un espacio de aire alrededor de cada puntal y provee una forma combinada aerodinámica y rotativa.

Los sopladores fuera de la base proveen el flujo de aire de enfriamiento a través del espacio entre los puntales y la cubierta para mantener a los puntales con una temperatura uniforme. Este aire se dirige luego al espacio de rueda posterior de la tercera etapa.

Los muñones en los lados del armazón de escape se usan con muñones similares en la carcasa del compresor delantero para levantar la turbina de gas cuando sea separada de su base.

VI. COJINETES

A. Generalidades

La unidad de turbina de gas MS7001FA tiene dos cojinetes de placa de inclinación de cuatro elementos que soportan el rotor de la turbina de gas. La unidad también incluye un cojinete de empuje para mantener la posición axial del rotor al estator. El empuje es absorbido por un cojinete de placa de inclinación con ocho zapatas en ambos lados del rodete del cojinete de empuje. Estos cojinetes y sellos están incorporados en dos alojamientos: uno en la carcasa de entrada y el otro en el armazón de

escape. Estos cojinetes principales están lubricados a presión por aceite suministrado por el sistema principal de lubricación de aceite. El aceite fluye a través de líneas secundarias hacia una entrada en cada alojamiento de cojinete.

1. Lubricación

Los cojinetes principales de la turbina son lubricados a presión por el aceite suministrado del depósito de aceite. La tubería de alimentación de aceite, cuando sea práctico, se pasa dentro de las líneas de drenaje del aceite de lubricación o de los canales de drenaje como una medida de protección. En el evento de una fuga en una línea de suministro, el aceite no será esparcido cerca del equipo y por lo tanto se elimina un peligro potencial de seguridad.

Cuando el aceite ingresa a la entrada del alojamiento, fluye dentro de una corona circular alrededor del cojinete. De la corona circular, el aceite fluye a través de orificios maquinados o ranuras a la interfaz del cojinete del rotor.

2. Sello del lubricante

Se evita el aceite en la superficie del eje de la turbina previniendo el centrifugado del aceite a lo largo del eje mediante sellos de aceite en cada uno de los alojamientos de cojinetes. Estos sellos de laberinto son ensamblados en los extremos de los ensambles de cojinetes donde se requiere control de aceite. Una superficie suave está maquinada en el eje y los sellos están ensamblados de manera que exista una pequeña holgura entre el sello del aceite y el eje. Los sellos de aceite están diseñados con filas de dientes en tándem y con un espacio anular entre ellos. Se admite el aire comprimido de sellado dentro de este espacio para prevenir que el vapor del aceite lubricante salga del alojamiento del cojinete. El aire que regresa con el aceite al depósito principal del aceite lubricante es ventilado a la atmósfera después de pasar a través de un extractor de vapor de aceite.

VII. ACOPLAMIENTO DE CARGA

Un acoplamiento rígido, hueco, conecta el eje delantero del rotor del compresor al generador. Una conexión de brida con pernos forma la junta en cada extremo del acoplamiento.

ESTA PÁGINA HA SIDO DEJADA EN BLANCO INTENCIONALMENTE.

SIZE **B** DWG NO **361B3166** SH **1** REV **-**

NOTE(S):

1. MAKE FROM N.P. 275800. DATA TO BE ENGRAVED OR ETCHED. LETTER SIZE IS .19 AND STYLE SHALL BE "LEROY" PER NAMEPLATE DRAWING. DO NOT ENGRAVE OR ETCH ENCIRCLED LETTER. SUBSTITUTE THE APPROPRIATE TURBINE NUMBER FROM THE "NAMEPLATE UNIT RATING" TABLE. DATA AS IDENTIFIED BELOW MUST BE LOCATED IN APPROXIMATE CENTER OF ALLOCATED SPACE. POWER TURBINE STAGES AND RPM TO BE DESIGNATED N/A.

THIS DOCUMENT SHALL BE REVISED IN ITS ENTIRETY. ALL SHEETS OF THIS DOCUMENT ARE THE SAME REVISION LEVEL AS INDICATED.

REVISIONS			
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED

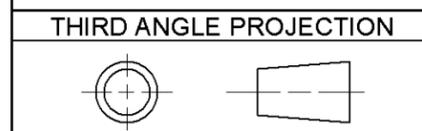
GE GAS TURBINE		
GREENVILLE, S.C. USA		
NO: <u> A </u>	AIR IN: <u> 26.5 °C </u>	ALT: <u> 203 m </u>
BASE: <u> 161,160 KW </u>	PEAK: <u> N/A </u>	FUEL: <u> NATURAL GAS </u>
TURBINE EXHAUST: BASE: <u> 611.6 °C </u> PEAK: <u> 622.7 °C </u> PRESS: <u> 5.5 IN H2O </u>		
CPRSR: STAGES: <u> 18 </u>	RPM: <u> 3600 </u>	CPRSR TURBINE: STAGES: <u> 3 </u>
POWER TURBINE: STAGES: <u> N/A </u> RPM: <u> N/A </u>		
CAUTION! BEFORE INSTALLING, OPERATING, OR DISMANTLING - READ GEK <u> 111272 </u>		
SCHENECTADY, NY - GREENVILLE, SC N.P. 275800		

NAMEPLATE UNIT RATING	
PT	TURBINE NO. <u> A </u>
1	298593
2	
3	
4	
5	
6	
7	
8	
9	
10	

1	SPEC, SCHEMATICS AND DIAGRAMS	372A3671
IT.	NOMENCLATURE	IDENT

LIST OF COMPLEMENTARY DOCUMENTS

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED DIMENSIONS ARE IN INCHES TOLERANCES ON 2 PL DECIMALS ± 3 PL DECIMALS ± ANGLES ± FRACTIONS ±	SIGNATURES	DATE	GE Power Generation GENERAL ELECTRIC COMPANY GAS TURBINE Greenville, SC
	DRAWN STEVEN EDWARDS	06-03-13	
	CHECKED STEVEN EDWARDS	06-03-13	
	ENGRD JOSUE SOTO	06-03-13	
ISSUED STEVEN EDWARDS	06-03-14		NAMEPLATE, UNIT RATING FIRST MADE FOR: ML-7A1WFA358-1,2 A004
QUALITY			
APPLIED PRACTICES 348A9200			
SIM TO: NONE			
SIZE B CAGE CODE		DWG NO 361B3166	SHEET 1 of 1
SCALE NONE			

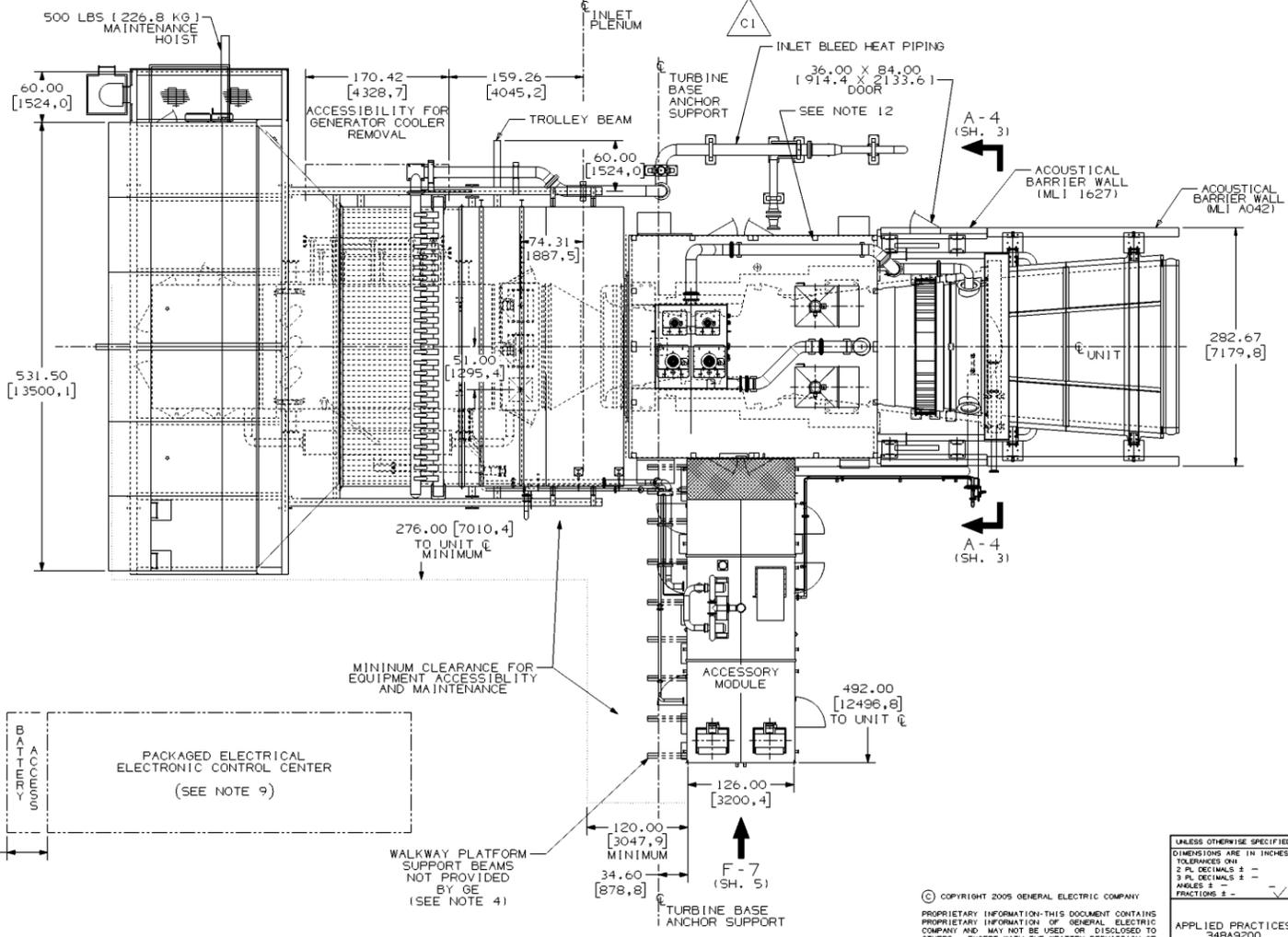


© COPYRIGHT 2006 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION - THIS DOCUMENT CONTAINS
 PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC
 COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO
 OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF
 GENERAL ELECTRIC COMPANY.

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
A	UPDATED SHEET FOR FINAL RELEASE PER AN 06002644 DN ALVAREZ	06-01-25	06-01-25 DNA CBA
B	AN 06013625/DC1 06012401 DN ALVAREZ	06-05-01	06-05-01 DNA CBA
C	ZONE E4 ADDED INLET BLEED HEAT PIPING PER AN 06038069/DC1 06033123 DN ALVAREZ	06-12-07	06-12-07 DNA BS9

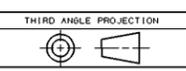
REVISE ON CAD ONLY
UG PART: 131E4860P001
(SPEC: 131E4860)

- NOTES:
- WHEN POSITIONING THE GAS TURBINE WITH THE STATION AND SURROUNDINGS, CONSIDERATION SHOULD BE GIVEN TO THE PREVAILING WINDS SO THAT THE POSSIBILITY OF EXHAUST GAS INTO THE INLET WILL BE MINIMIZED.
 - DIMENSIONS IN BRACKETS ARE IN MILLIMETERS, ALL OTHERS ARE IN INCHES.
 - LOOKING DOWNSTREAM REFERS TO LOOKING IN THE DIRECTION OF THE GAS TURBINE AIR FLOW.
 - ACCESSORY MODULE WALKWAY MOUNTING SUPPORTS ARE CAPABLE OF SUSTAINING A 2400 LBS VERTICAL LOAD AND A 4800 FT-LBS MOMENT. THE SUPPORTS PADS FOR TURBINE ENCLOSURE ARE SIZED FOR 4 FT CANTILEVERED WALKWAY LOADED TO 100 PSF ALONG THE ENTIRE LENGTH.
 - REFERENCE DRAWING ML1-0301, THE ELECTRICAL OUTLINE, FOR BUS DUCT INTERFACE DETAILS AND FOR THE LOCATION AND REQUIRED CLEARANCE FOR JUNCTION BOXES.
 - REFERENCE DRAWING ML1-0330 AND ML1-0326 FOR GE SUPPLIED OFF BASE EQUIPMENT DETAILS.
 - S18 X 70 TROLLEY BEAM FOR REMOVAL OF THE GENERATOR END SHIELDS SUPPLIED WITH OUTDOOR INLET SYSTEM ARRANGEMENTS ONLY. 10 TON TROLLEY BEAM CAPACITY. LIFTING DEVICE NOT SUPPLIED BY GE.
 - THE FOLLOWING ARE THE ALLOWABLE AFT EXPANSION JOINT MOVEMENTS:
 COMPRESSION: 1.00 [25,4] (INSTALLATION MISALIGNMENT) 1.00 [25,4] (CYCLIC MOVEMENT) = 2.00 [50,4] TOTAL MOVEMENT
 0.25 [6,35] IS TAKEN UP BY GE EQUIPMENT THEREFORE LEAVING 0.75 [19,05] FOR HRSG OR BYPASS STACK CYCLIC MOVEMENT.
 EXTENSION: 0.50 [12,7] (INSTALLATION MISALIGNMENT) 0.50 [12,7] (CYCLIC MOVEMENT) = 1.00 [25,4] TOTAL MOVEMENT
 LATERAL: +/-0.25 [6,35] (INSTALLATION MISALIGNMENT) +/-0.25 [6,35] (CYCLIC MOVEMENT) = +/-0.50 [12,7] TOTAL MOVEMENT
 THE TOTAL RELATIVE MOVEMENT OF THE MATING EXHAUST FLANGE, IN ADDITION TO ANY LONG TERM FOUNDATION DIFFERENTIAL SETTLEMENT, SHALL NOT EXCEED THESE TOTAL ALLOWABLE MOVEMENTS.
 - CUSTOMER LOCATED EQUIPMENT SHOULD BE A MINIMUM OF 48.00 [1219,2] FROM GE LOCATED EQUIPMENT TO ENSURE ADEQUATE VENTILATION AND EQUIPMENT ACCESSIBILITY, UNLESS OTHERWISE INDICATED.
 - VENT PIPE CONFIGURATION SHOWN IS TYPICAL FOR A SIDE UP INLET GAS TURBINE ONLY. CUSTOMER MUST ACCOUNT FOR A GAS TURBINE INLET AND POTENTIAL IGNITION SOURCES IN THE PLANT DESIGN WHEN TERMINATING THE VENTS. CUSTOMER MUST EXTEND VENT LINES CONTINUOUSLY UPWARD TO ABOVE ROOF FOR INDOOR UNIT. MAXIMUM ADDITIONAL LENGTH IS 75 FEET [22,86 METERS] WITH CONTINUATION OF DIAMETER PROVIDED.
 - PERSONNEL AND ENVIRONMENTAL HAZARDS COULD BE CREATED IF OIL SPILLED FROM THE LUBE OIL RESERVOIR, THE PIPING OR THE LUBE OIL HANDLING EQUIPMENT IN THE A160 ACCESSORY MODULE. THE OPERATOR SHOULD IMPLEMENT SAFE WORKING AND HOUSEKEEPING PRACTICES, CONSISTENT WITH LOCAL AND NATIONAL WORKPLACE SAFETY REGULATIONS, IN ORDER TO MITIGATE ANY PERSONNEL SAFETY HAZARDS THAT ARISE. ALSO IN ORDER TO MITIGATE ANY POTENTIAL ENVIRONMENTAL HAZARDS, GE RECOMMENDS THE PROVISION OF A SECONDARY CONTAINMENT SYSTEM WITHIN THE POWER PLANT AND AROUND THE ACCESSORY MODULE LUBE OIL RESERVOIR. A CONTAINMENT DIKE OR WALL OR OTHER MEANS CAN ACCOMPLISH THIS. THIS SYSTEM SHOULD BE SUCH THAT, IN THE EVENT OF A SPILL FROM THE LUBE OIL TANK, THE EFFLUENT IS CONTAINED IN ACCORDANCE WITH ANY APPLICABLE LOCAL AND NATIONAL ENVIRONMENTAL REGULATIONS. THE CONTAINMENT VOLUME SHOULD BE SIZED TO ACCOMMODATE 6800 US GALLONS (25740), WHICH IS THE MAXIMUM CAPACITY OF THE LUBE OIL RESERVOIR, PLUS ADDITIONAL FREEBOARD SUFFICIENT TO HOLD RAINFALL FROM A 24-HOUR/100-YEAR STORM EVENT IF THIS IS KNOWN, OR A MINIMUM OF 6 INCHES OF RAINFALL, WHICHEVER IS GREATER. THE DESIGN AND PROVISION OF THIS SECONDARY CONTAINMENT SYSTEM IS THE RESPONSIBILITY OF THE CUSTOMER.



C	B	A	B	C	REV	REV STATUS
5	4	3	2	1	SH	OF SHEETS

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE	GENERAL ELECTRIC COMPANY
DIMENSIONS ARE IN INCHES TOLERANCES SH: 2 PL DECIMALS ± - 3 PL DECIMALS ± - ANGLES ± - FRACTIONS ± -	DRAWN CHANDERHA OJEDRO CHANDERHA ENHRS S. KANISHAN TSUKUROBERT H. MCCORMACK	05-10-19 05-10-19 05-10-19 05-10-24	GE Power Generation SHELBYVILLE, IN SHELBYVILLE, IN
APPLIED PRACTICES 34B49200			
SCALE NONE			
SHEET 1			

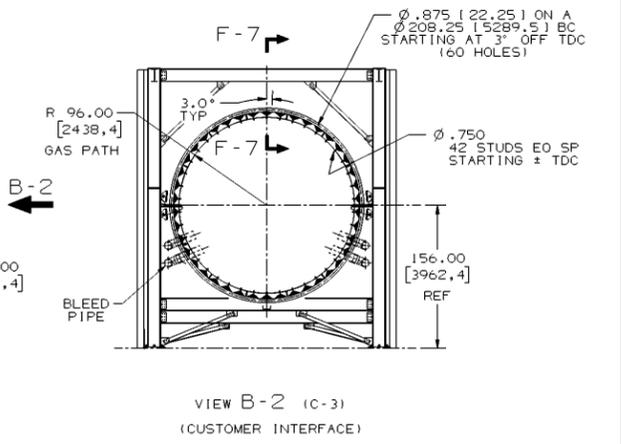
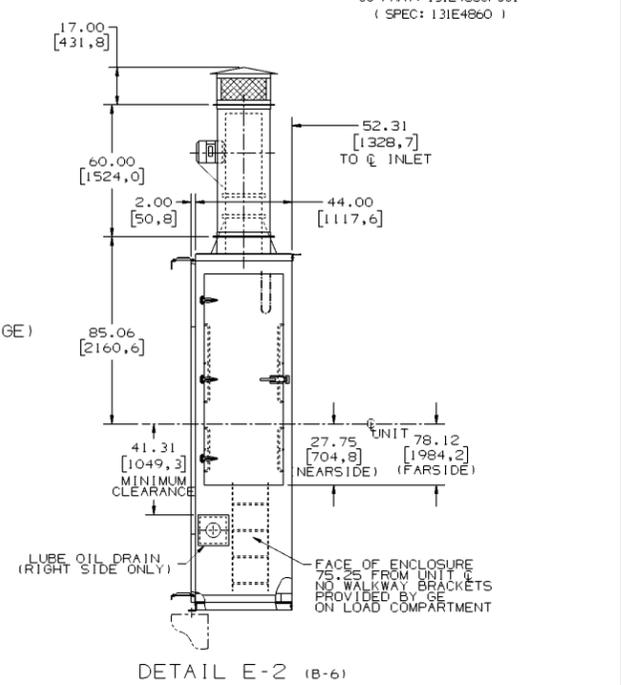
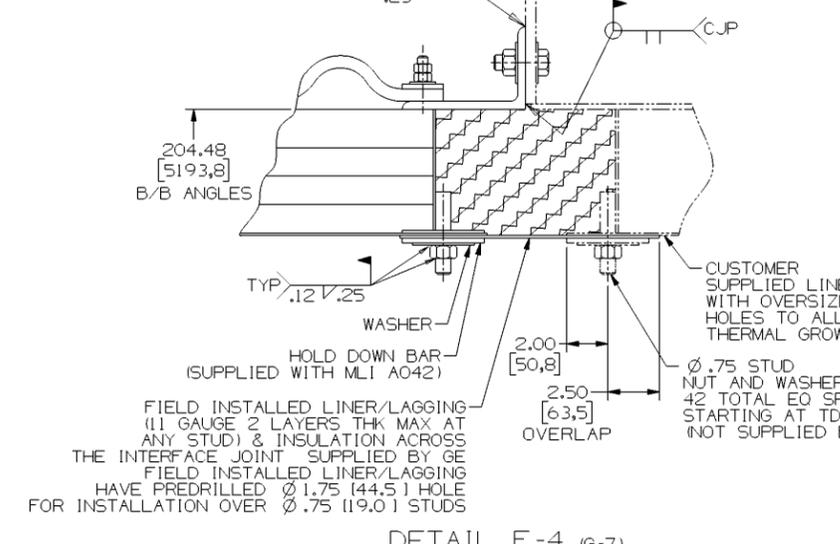
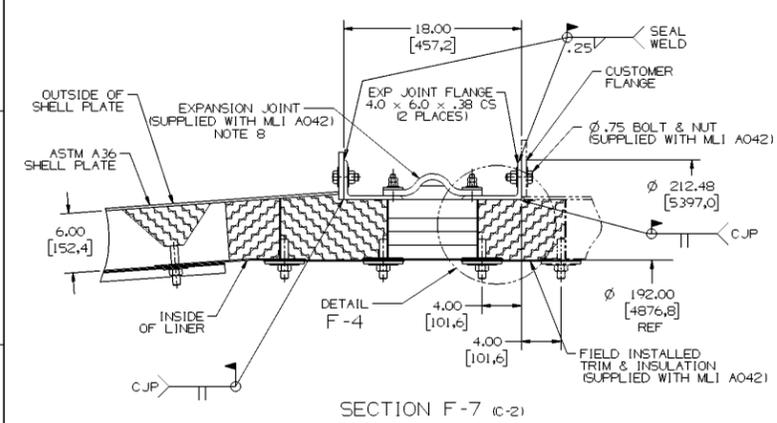
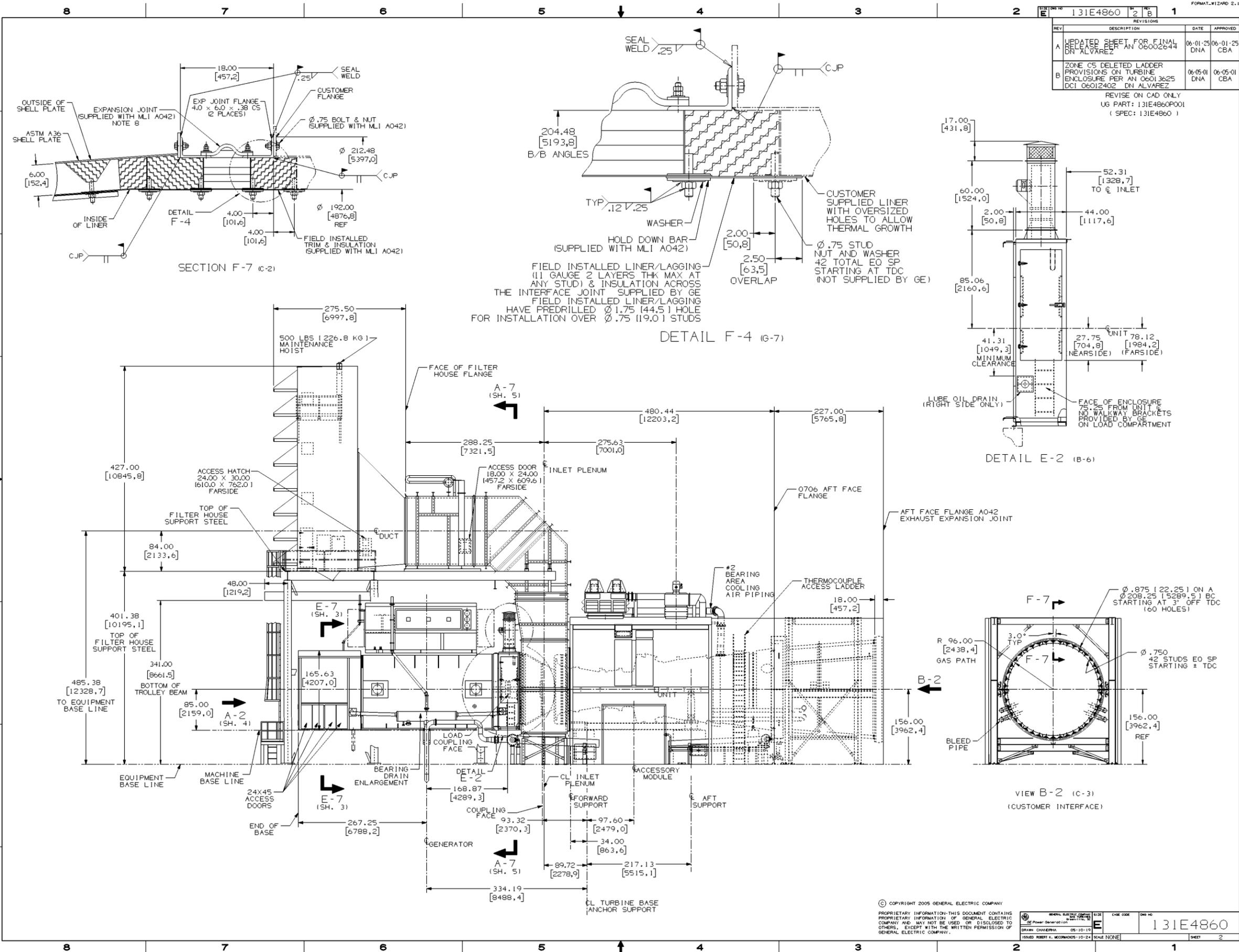


DT-1N

© COPYRIGHT 2005 GENERAL ELECTRIC COMPANY
PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.

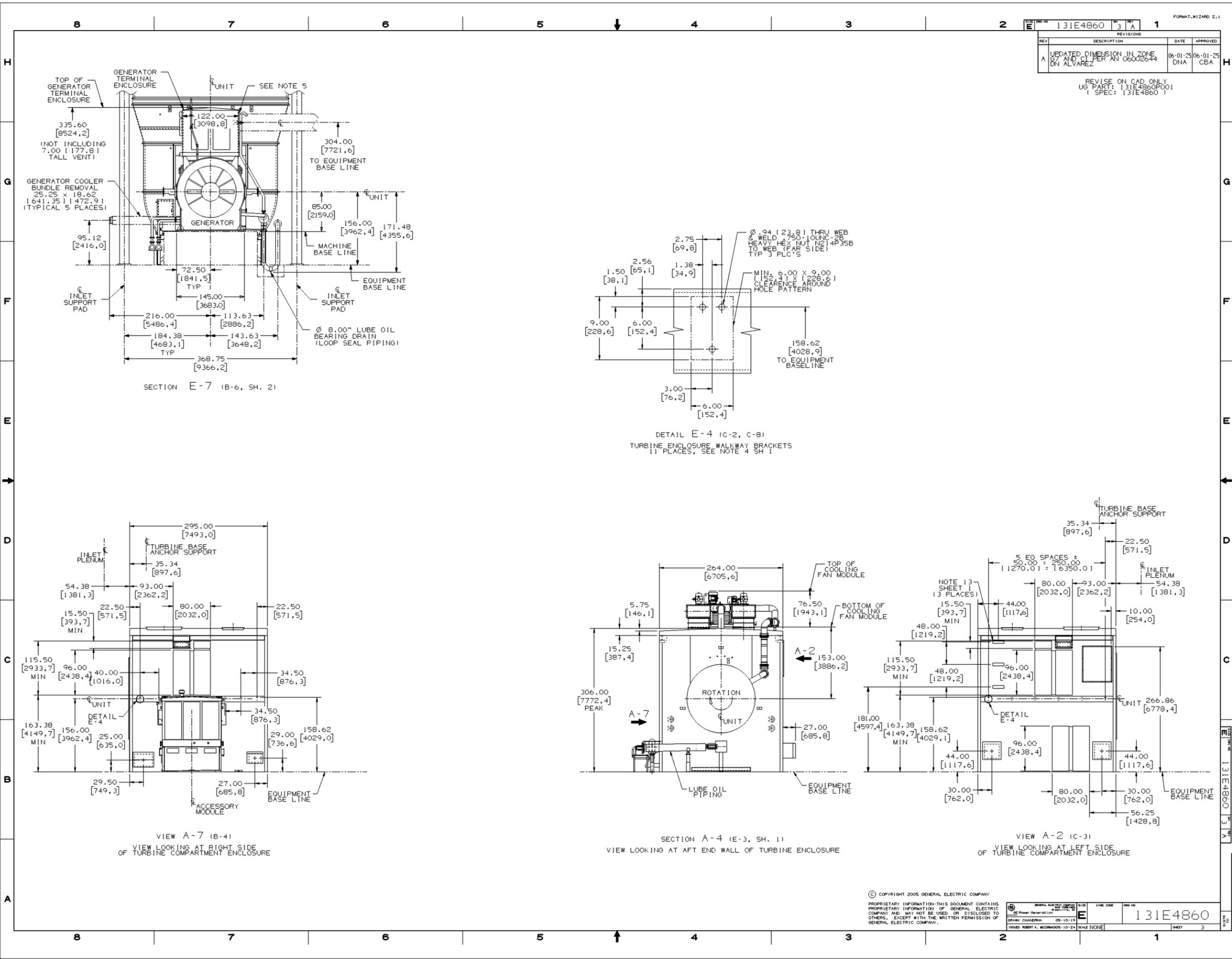
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
A	UPDATED SHEET FOR FINAL REVISION PER AN 08002644 DN ALVAREZ	06-01-25	06-01-25 DNA CBA
B	ZONE CS DELETED LADDER PROVISIONS ON TURBINE ENCLOSURE PER AN 06013625 DCI 06012402 DN ALVAREZ	06-05-01	06-05-01 DNA CBA

REVISE ON CAD ONLY
UG PART: 131E4860P001
(SPEC: 131E4860)



REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
A	UPDATED DIMENSION IN ZONE 07 AND C1 PER AN 06002674 DNI ALVAREZ	06-01-25 DNA	06-01-25 CBA

REVISE ON CAD ONLY
US PART: 131E4860P001
(SPEC: 131E4860)



SECTION E-7 (B-6, SH. 2)

DETAIL E-4 (C-2, C-8)
TURBINE ENCLOSURE WALKWAY BRACKETS
(1 PLACES, SEE NOTE 4 SH. 1)

VIEW A-7 (B-4)
VIEW LOOKING AT RIGHT SIDE
OF TURBINE COMPARTMENT ENCLOSURE

SECTION A-4 (E-3, SH. 1)
VIEW LOOKING AT AFT END WALL
OF TURBINE ENCLOSURE

VIEW A-2 (C-3)
VIEW LOOKING AT LEFT SIDE
OF TURBINE COMPARTMENT ENCLOSURE

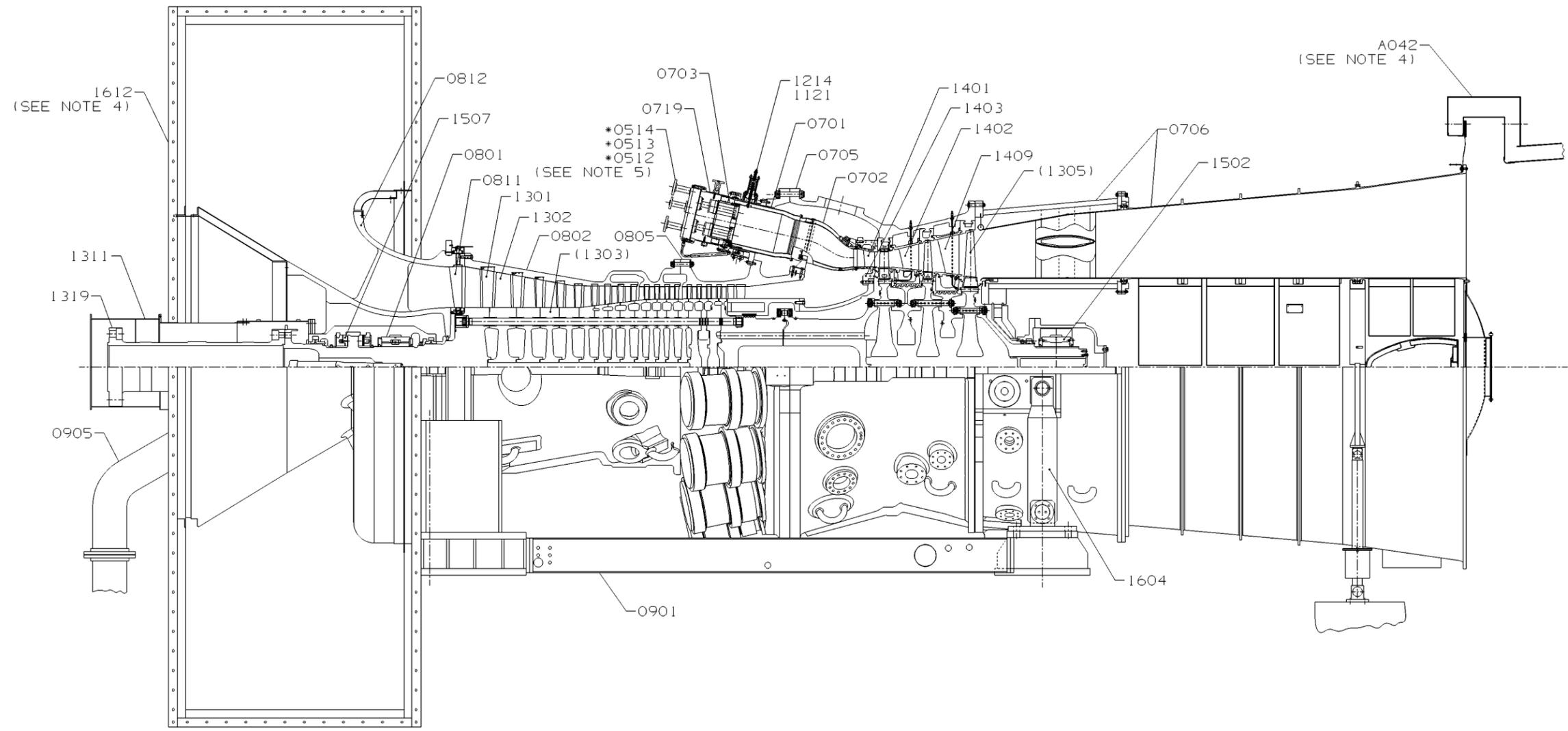
Tab 2

REVISIONS			
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
A	MP51280, GEN CHG REGINA J. LIDA	99-02-26 R.L.	RJM STH
B	MP55222, TECH. UPDATE REGINA J. LIDA	99-08-12 R.L.	ABC MRF
C	MP60756, ERR D.B. WILLIAMS	00-06-06 R.L.	ABC STH
D	REDRAWN IN UG MP61327, RETRACE THOMAS	00-07-13 R.L.	ABC MRF

REVISE ON CAD ONLY
UG PART: 116E2293001
(SPEC: 116E2293)

NOTES:

- PART NUMBERS ON THIS DRAWING CORRESPOND WITH PART NUMBERS ON ML ITEMS ON MACHINE RECORD SHEETS SUPERSEDES PART NUMBERS ON ML.
- FOR DELINEATION OF STARTING MEANS SEE MECHANICAL OUTLINE (ML ITEM 0306).
- FOR COUPLING WHERE USED, SEE MODEL LIST ITEM.
- FOR ORIENTATION OF INLET AND EXHAUST SKIN OR PLENUM, SEE MECHANICAL OUTLINE (ITEM 0306).
- THE ITEMS MARKED WITH AN ASTERISK (*) ARE ALTERNATE EQUIPMENT. THUS, CUSTOMER SHOULD REFER TO THE MODEL LIST FOR THE SPECIFIC EQUIPMENT USED IN THEIR TURBINE'S CONFIGURATION.



APPLIED PRACTICES	348A200
NOMENCLATURE	IDENT
LIST OF COMPLEMENTARY DOCUMENTS	



DT-1N

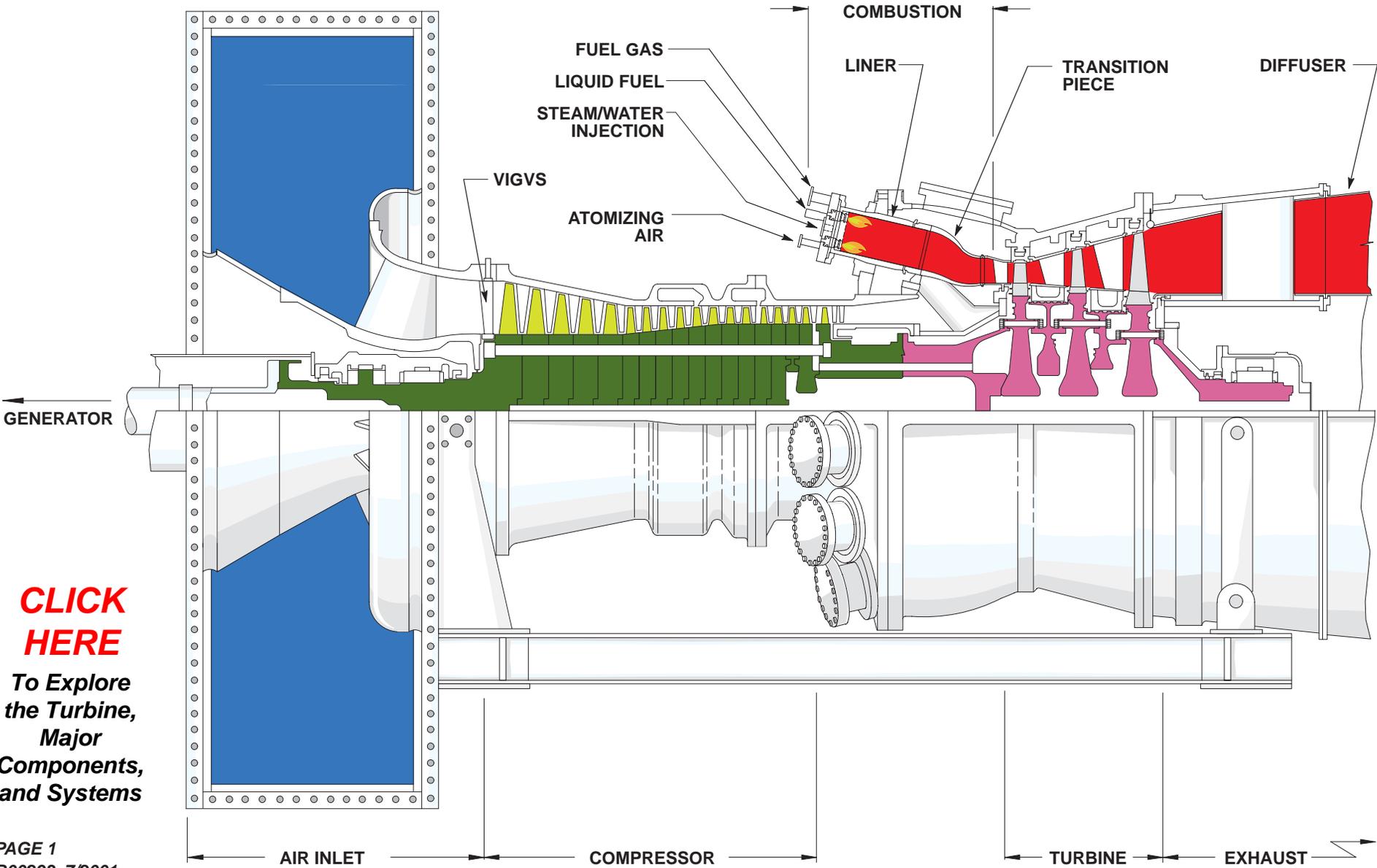
© COPYRIGHT 1998 GENERAL ELECTRIC COMPANY
PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED:	SIGNATURES	DATE	GE Power Generation
DIMENSIONS ARE IN INCHES	DAVID D.S. WILLIAMS	98-10-09	GENERAL ELECTRIC COMPANY
TOLERANCES ON:	DAVID D.S. WILLIAMS	98-10-14	GENERAL ELECTRIC COMPANY
2 PL. DECIMALS ±	DAVID D.S. WILLIAMS	98-10-14	GENERAL ELECTRIC COMPANY
3 PL. DECIMALS ±	DAVID D.S. WILLIAMS	98-10-14	GENERAL ELECTRIC COMPANY
ANGLES ±	DAVID D.S. WILLIAMS	98-10-14	GENERAL ELECTRIC COMPANY
FRACTIONS ±	DAVID D.S. WILLIAMS	98-10-14	GENERAL ELECTRIC COMPANY
APPLIED PRACTICES 348A200	DAVID D.S. WILLIAMS	98-10-14	GENERAL ELECTRIC COMPANY
TEST TYPE CODE	DAVID D.S. WILLIAMS	98-10-14	GENERAL ELECTRIC COMPANY
SCALE NONE	DAVID D.S. WILLIAMS	98-10-14	GENERAL ELECTRIC COMPANY
CALC WT - LBS	DAVID D.S. WILLIAMS	98-10-14	GENERAL ELECTRIC COMPANY
SHEET	DAVID D.S. WILLIAMS	98-10-14	GENERAL ELECTRIC COMPANY

GAS TURBINE ARRANGEMENT
7FA +e
FIRST MADE FOR ML-7A1PFA1-6 0406

116E2293

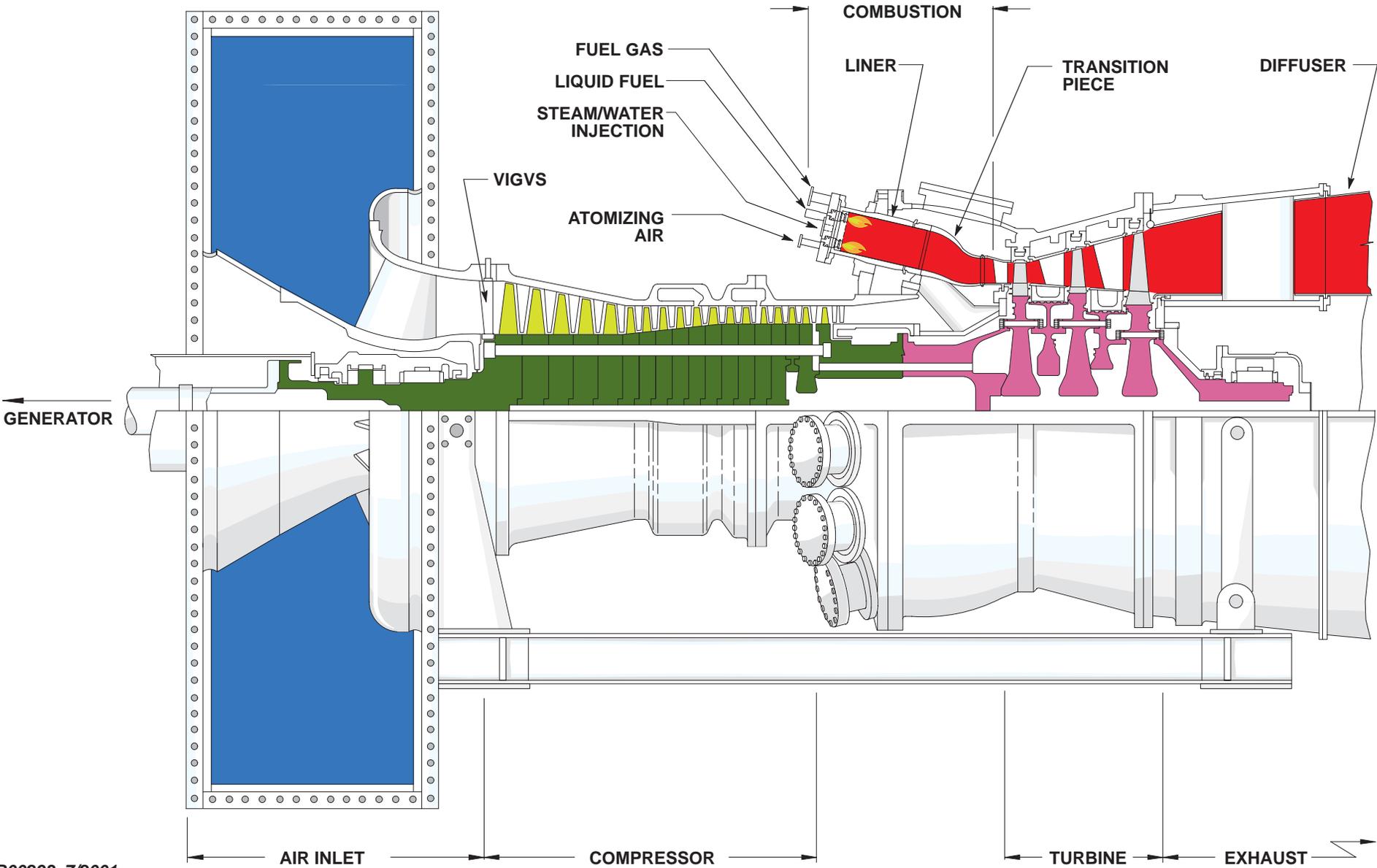
MS7001FA Gas Turbine Assembly Major Sections

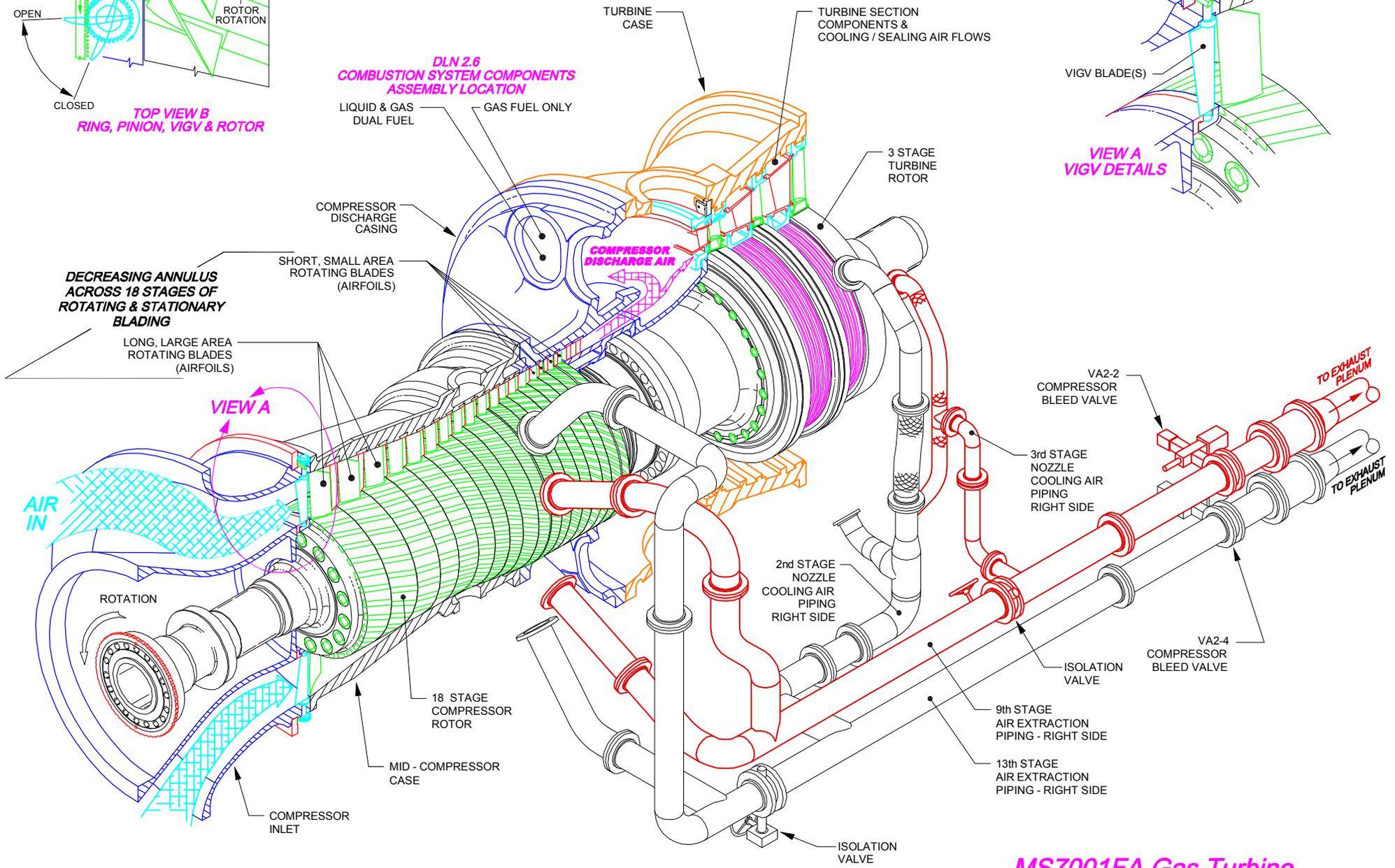
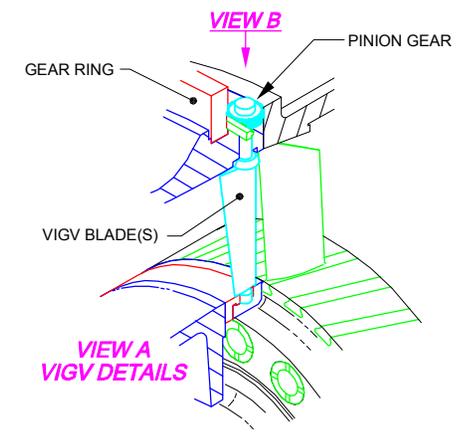
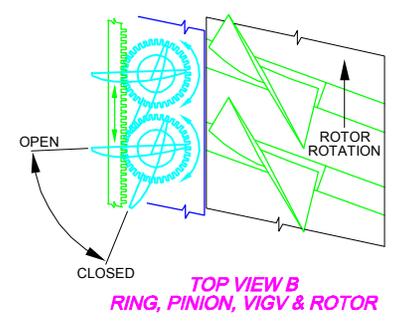


**CLICK
HERE**

*To Explore
the Turbine,
Major
Components,
and Systems*

MS7001FA Gas Turbine Assembly Major Sections





**MS7001FA Gas Turbine
Construction & Operating Principles**

SHORT, SMALL AREA ROTATING BLADES (AIRFOILS)

Operate with a High Flow Velocity Stall Speed.

These blades function at peak efficiency at or near full
speed operation to complete the air compressing process
initiated through all the lower (previous) stage blades.

LONG, LARGE AREA ROTATING BLADES (AIRFOILS)

Operate with a Low Flow Velocity Stall Speed. □

□

Initiate compression at low rotor speeds and throughout □
the compressor operating range. □

COMPRESSOR BLEED VALVES

VA2-2 & VA2-4 Right Side □

VA2-1 & VA2-3 Left Side (Not Shown) □

□

Fully open at start up, the valves reduce the air flow on □
compressor stages downstream of the 9th & 13th stage air □
extraction points. □

□

This reduces starting torque and provides pulsation □
protection and smooth loading of the compressor as □
turbine RPMs rise from startup to generator breaker □
closure. □

□

The valves are fully closed during normal turbine □
operation, allowing air extracted from the 9th & 13th □
compressor stages to be directed to cool the 2nd & 3rd □
stage turbine nozzles. □

VARIABLE INLET GUIDE VANE (VIGV) BLADES

Used to control inlet air flow during startup and shutdown
to optimize compressor and combustion performance
throughout the operating range.

Qty 64 Total - Equally spaced radially across the
compressor inlet.

VIGV PINION GEAR

In mesh with the Gear Ring to set the the required VIGV
Blade angle(s) through out the compressor operating
range.

GEAR RING

Rotates about the Compressor Inlet Casing, in mesh with
the VIGV Blade Pinion Gears.

Rotation controlled by a Turbine Base mounted Hydraulic
Cylinder through inputs from the Turbine Control System.

COMPRESSOR INLET CASE

Prime function is to uniformly direct air into the compressor.□

□

The Inlet Case supports the No. 1 Journal Bearing □
Assembly, the Active and Inactive Thrust Bearings and the □
Variable Inlet Guide Vane Assembly.□

□

The Variable Inlet Guide Vane (VIGV) assemblies are □
located at the aft end of the Inlet Case.□

MID-COMPRESSOR CASE

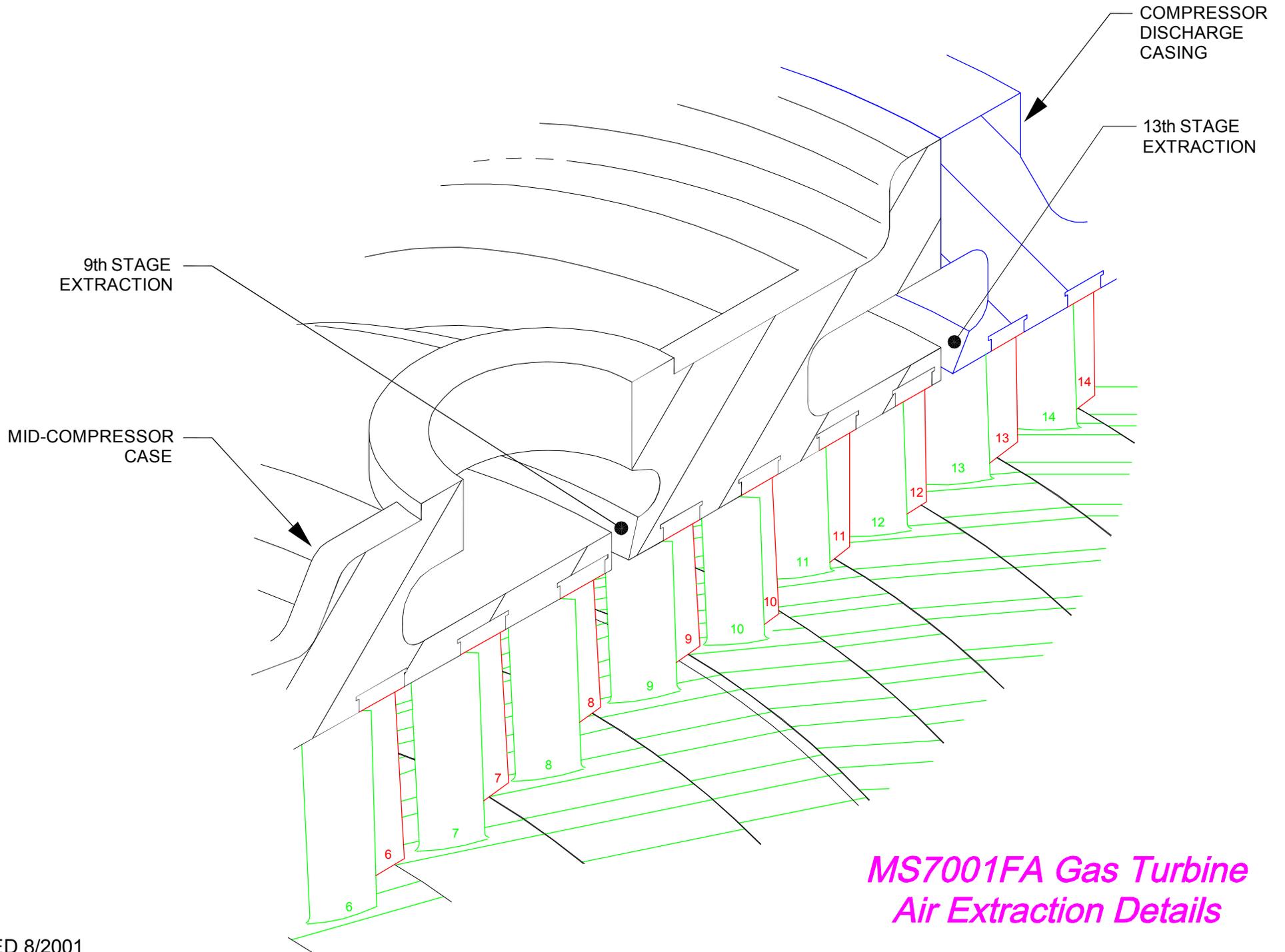
Locates and supports Stage 0 thru Stage 12 (13 stages □
total) of Compressor Stator Blading. □

□

Contains the 9th and the forward half of the 13th Stage □
Extraction points (openings in the compressed air stream) □
to divert a portion of air to supply the Pulsation Protection □
System and the 2nd & 3rd Stage Turbine Nozzle Cooling □
System. □

CLICK HERE

TO VIEW □
9th and 13th STAGE □
AIR EXTRACTION □
POINTS



*MS7001FA Gas Turbine
Air Extraction Details*

COMPRESSOR DISCHARGE CASE

Final portion of the Compressor section. □

□

Locates and supports Stage 13 thru Stage 17 Compressor □
Stator Blading and one row of Exit Guide Vane blades. □

□

Provides the support and assembly location for □
Combustion Outer Casings and inner support for the □
Turbine 1st Stage Nozzle. □

□

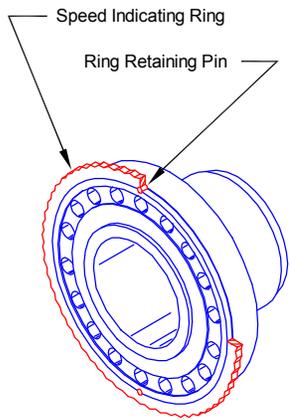
□

TURBINE CASE

Provides rigid support and controls the axial and radial
position of the turbine nozzles and shrouds.

Contains annular spaces which direct cooling air to the
2nd and 3rd stage nozzles.

Gas Turbine Compressor Rotor Assembly (MS7001FA)



Enlarged View A
Speed Indicating Ring Assembly

Forward Stub Shaft
(Stage Zero)

#1 Bearing
Journal

Thrust Bearing
Runner

Forward
Coupling

A

Fwd Balance
Weight Groove

Compressor Rotor
Stud Assembly
Qty 15

Locknut
12 Point Nut

Rotor Nut

Rotor Stud

Compressor Rotor
Aft Stub Shaft

Compressor
Aft Coupling
(To Turb Rotor)

Cooling Air Passages
15 Thru Holes

16th Stage
Compressor Wheel

Compressor Wheels
Stages 2 thru 15

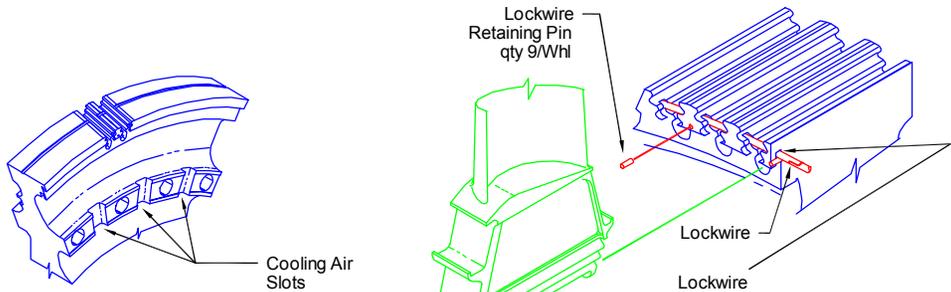
Aft Bearing Surface
(Manufacturing Use)

Aft Balance
Weight Groove

16th Stage Comp Wheel
Aft Side Bore Fan
Configuration.
A Machined Gap Between The
16th Stage CW & Aft Stub
(At The Outer Rim) Permits The
Fan To Draw Air From The
Compressed Air Flow And Direct
It Through The Aft Stub Shaft
Cooling Air Passages To Cool
Down Stream Turbine Components.

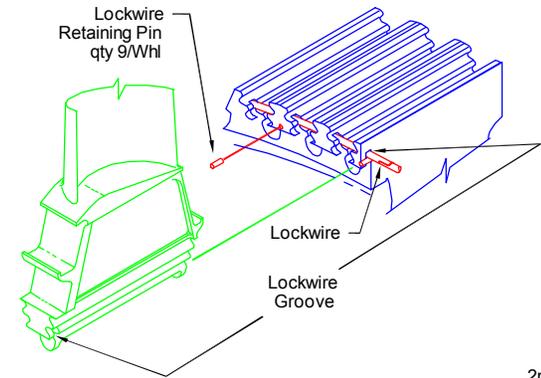
AFT View
16th Stage
Compressor Wheel &
Aft Stub Shaft

Cooling Air Passages
Aft Side



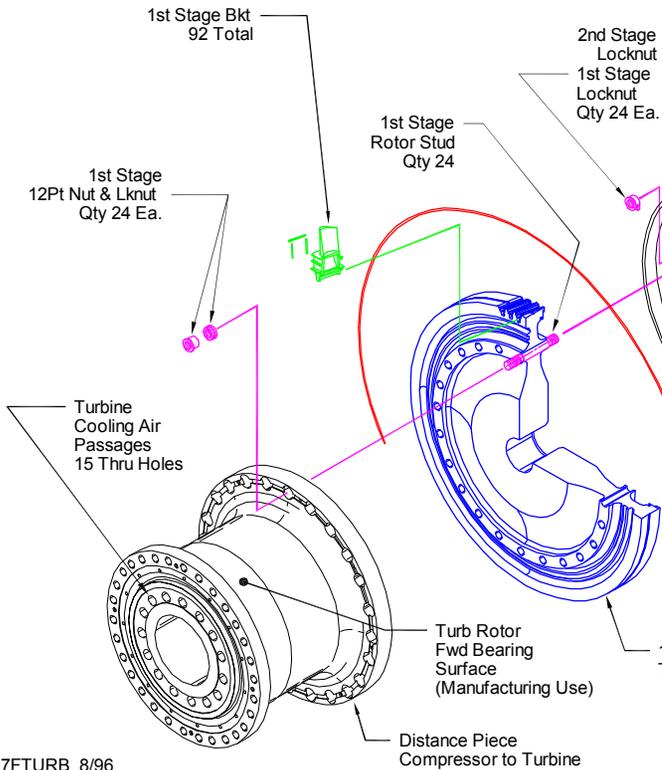
Enlarged View

1st Stage Turbine Wheel Aft Side



Enlarged View

Bucket Lockwire Assembly Typical All Buckets All Stages



1st Stage Bkt 92 Total

1st Stage 12Pt Nut & Lknt Qty 24 Ea.

1st Stage Rotor Stud Qty 24

2nd Stage Locknut 1st Stage Locknut Qty 24 Ea.

2nd Stage Bkt 92 Total

2nd Stage Rotor Stud Qty 24

2nd Stage 12Pt Nut & Lknt Qty 24 Ea.

3rd Stage Bkt 92 Total

3rd Stage Rotor Stud Qty 18

3rd Stage 12 Pt Nut & Lknt Qty 18 Ea.

Plate Bolts & Lockplates

Retaining Plate

Aft Plug

Aft Bearing Journal

Turbine Aft Shaft

Bucket Lockwire

3rd Stage Turbine Wheel

2 to 3 Spacer

Bucket Lockwire

2nd Stage Turbine Wheel

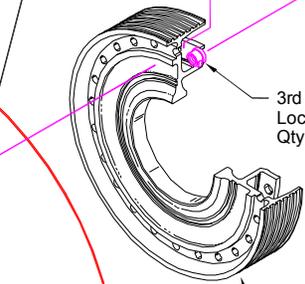
1 to 2 Spacer

Bucket Lockwire

1st Stage Turbine Wheel

Turb Rotor Fwd Bearing Surface (Manufacturing Use)

Distance Piece Compressor to Turbine



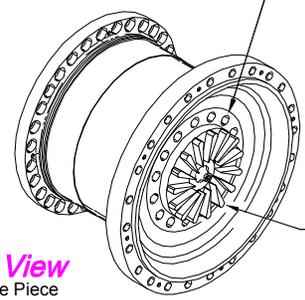
3rd Stage Locknut Qty 18

Platform Seal Pin

Detail View
Bucket Seal Pin Assembly Typical All Buckets All Stages

Shank Seal Pins

Gas Turbine Turbine Rotor Assembly (MS7001FA)

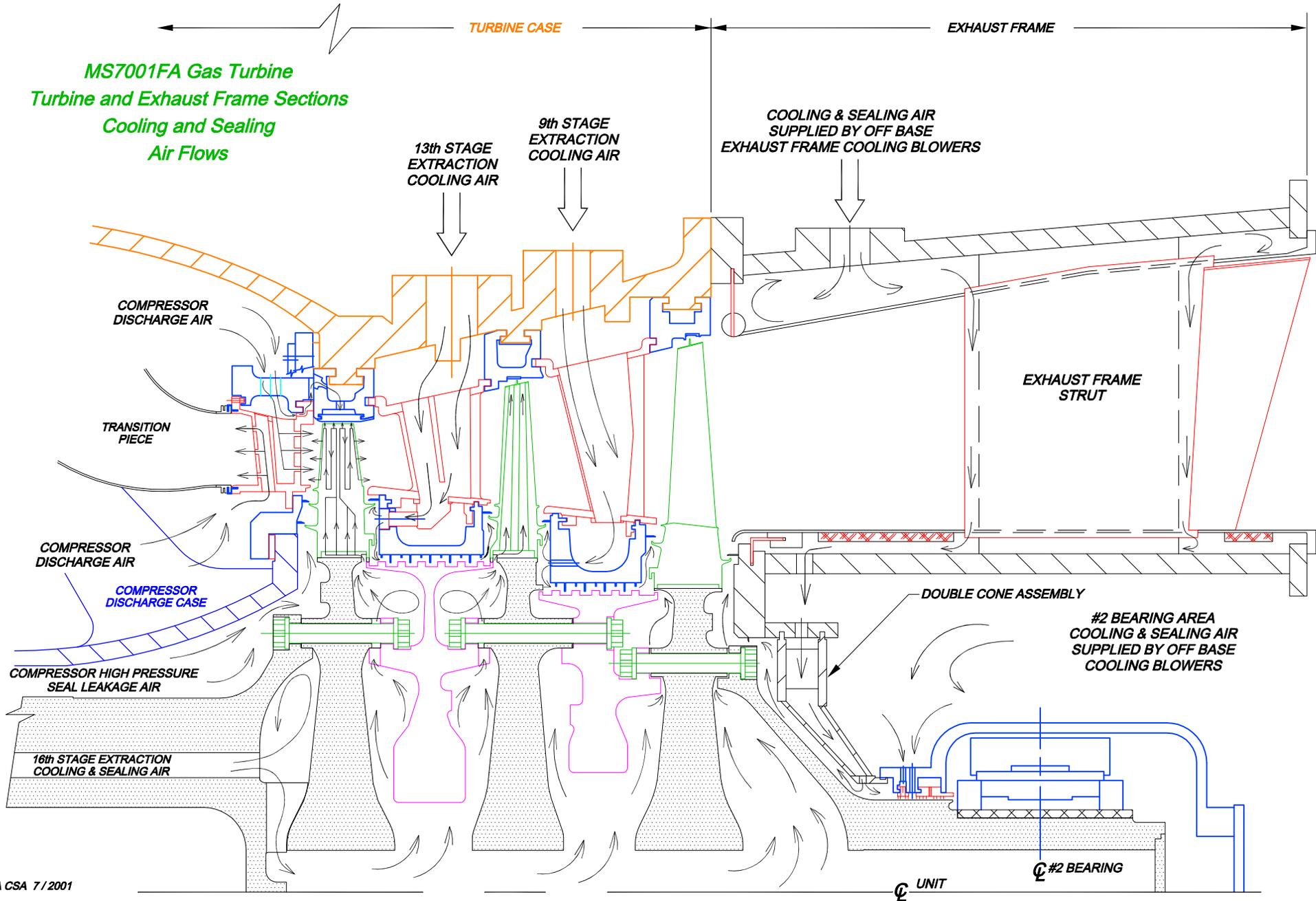


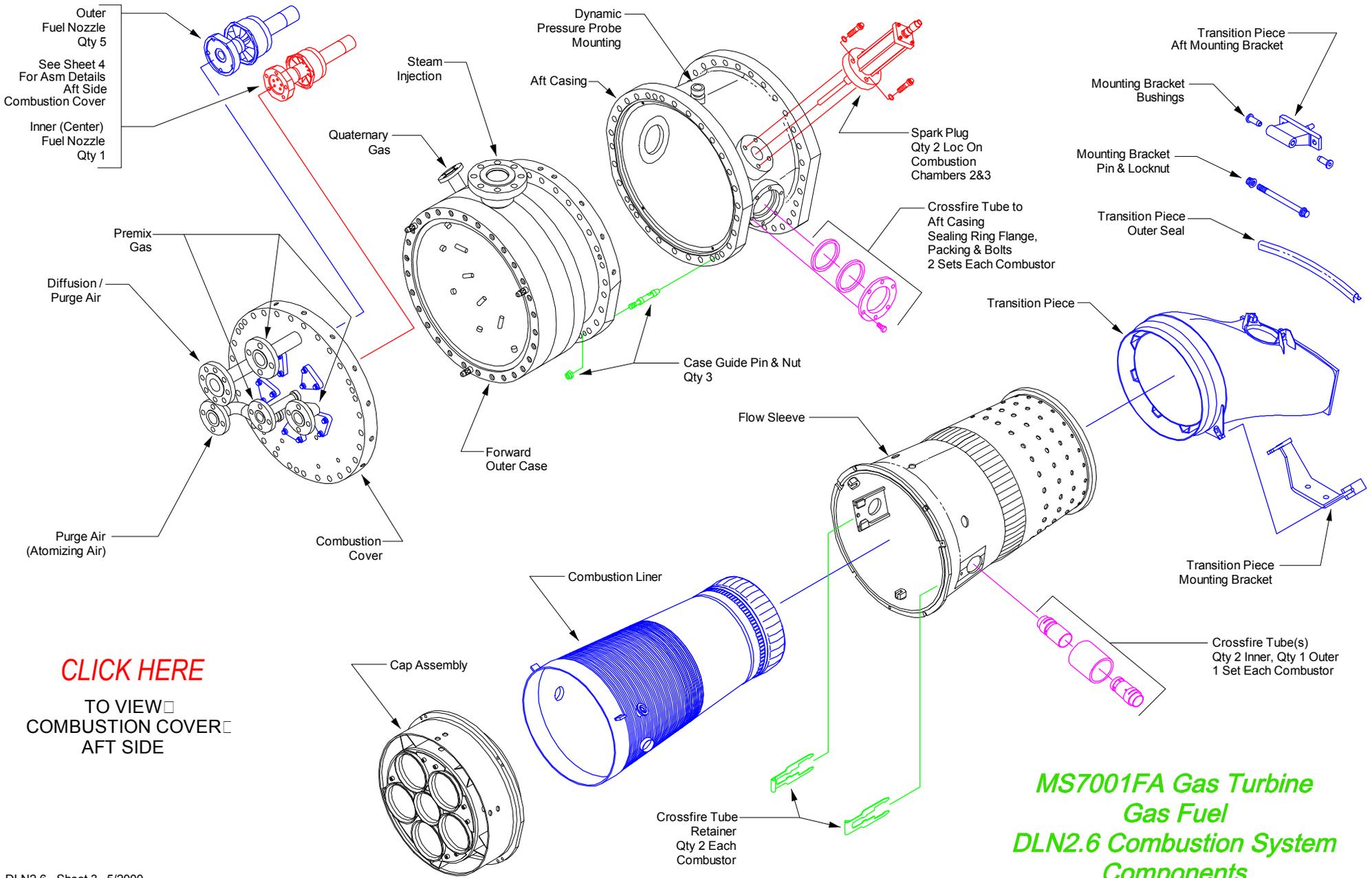
AFT View
Distance Piece

Aft End of Cooling Air Passages

Integral Turbine Cooling Air Fan

**MS7001FA Gas Turbine
Turbine and Exhaust Frame Sections
Cooling and Sealing
Air Flows**



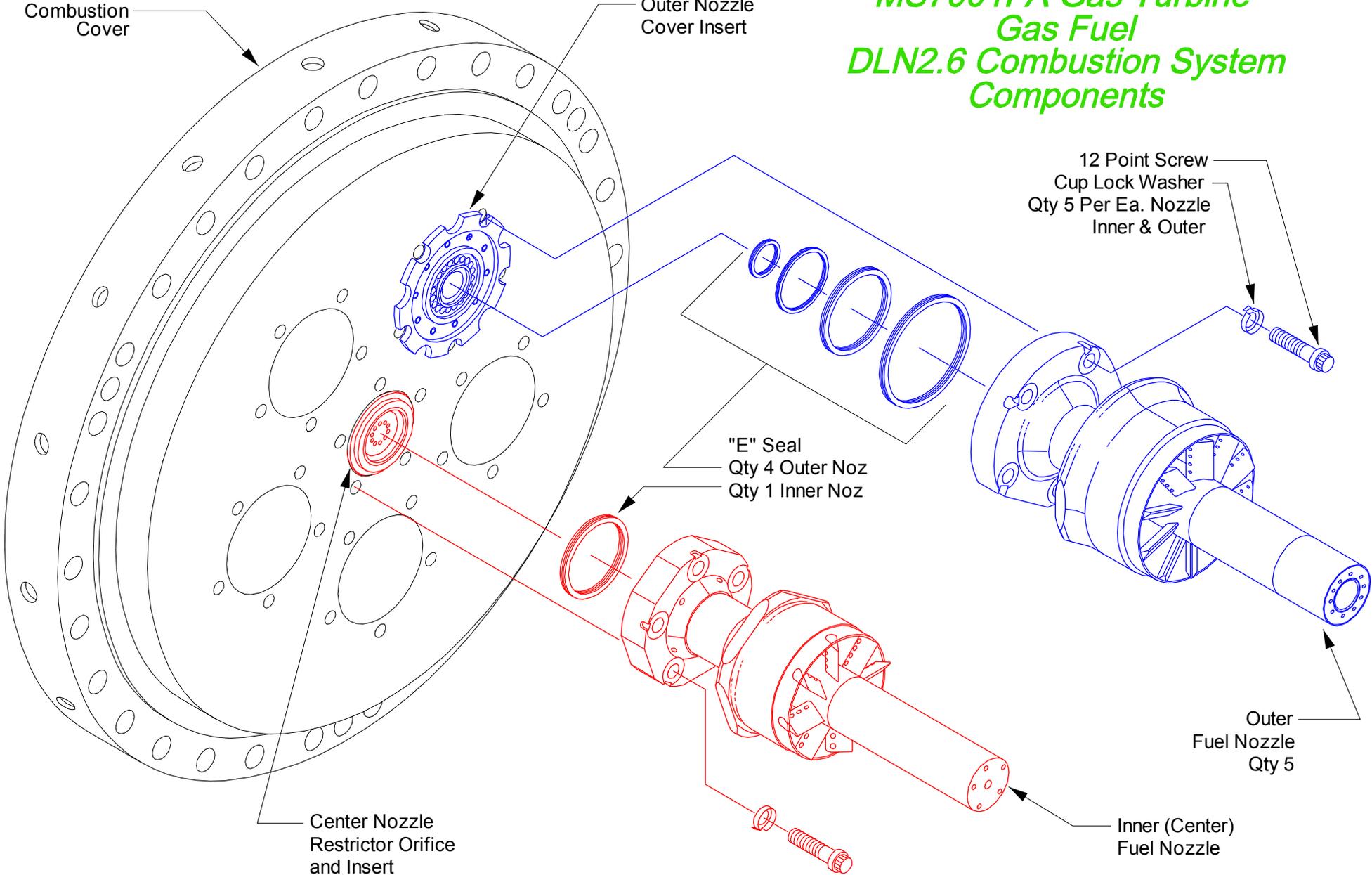


CLICK HERE

TO VIEW COMBUSTION COVER AFT SIDE

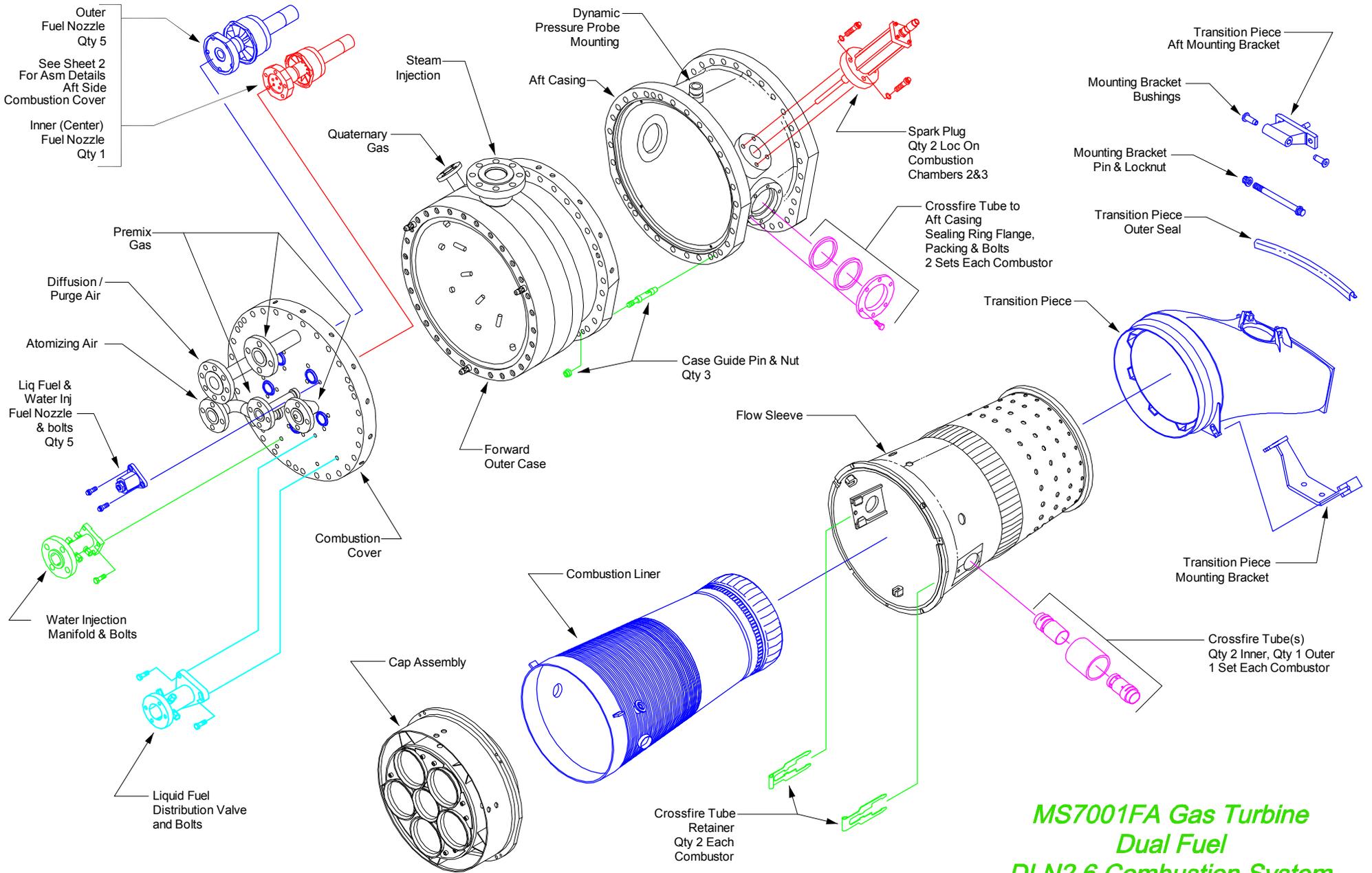
**MS7001FA Gas Turbine
Gas Fuel
DLN2.6 Combustion System
Components**

**MS7001FA Gas Turbine
Gas Fuel
DLN2.6 Combustion System
Components**



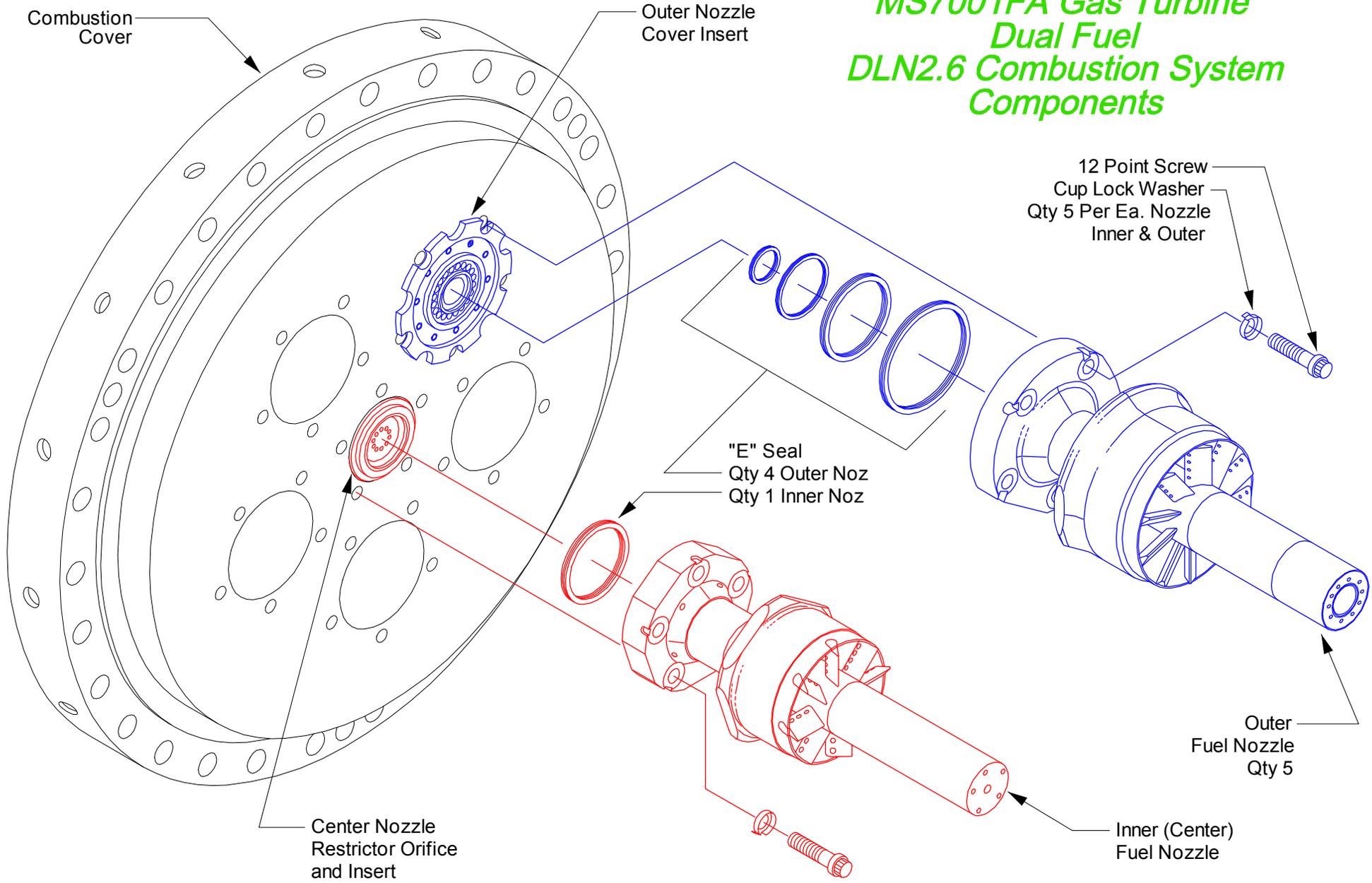
CLICK HERE

TO VIEW □
COMBUSTION COVER
AFT SIDE



**MS7001FA Gas Turbine
Dual Fuel
DLN2.6 Combustion System
Components**

MS7001FA Gas Turbine Dual Fuel DLN2.6 Combustion System Components



8

7

6

5

4

3

2

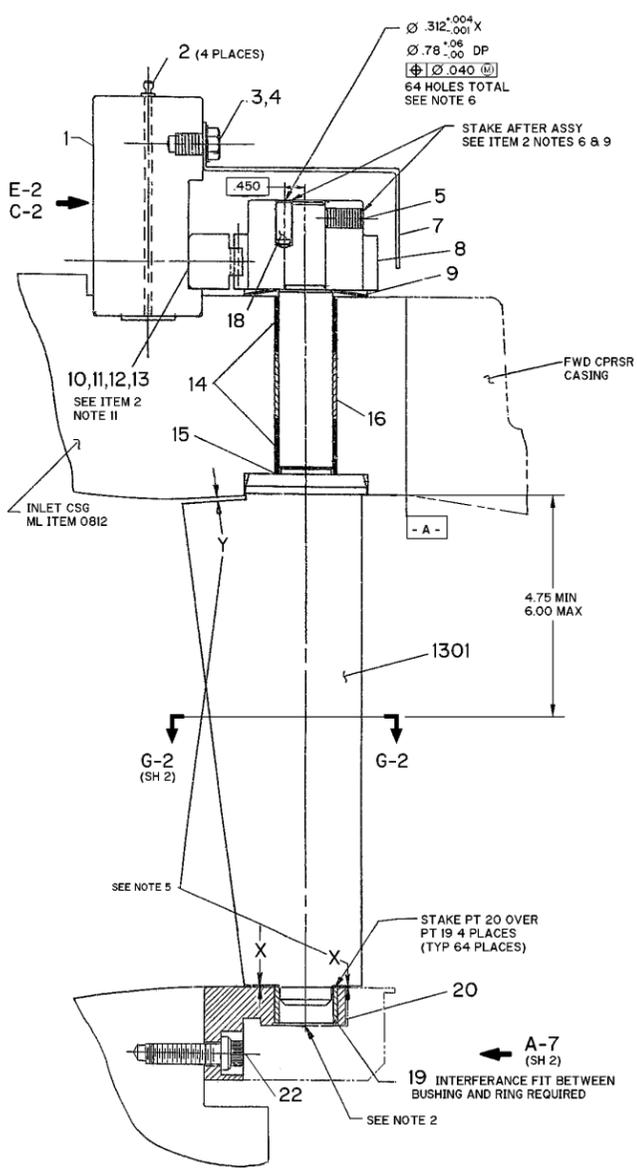
E 116E3533 1 1 D 1

NOTES:

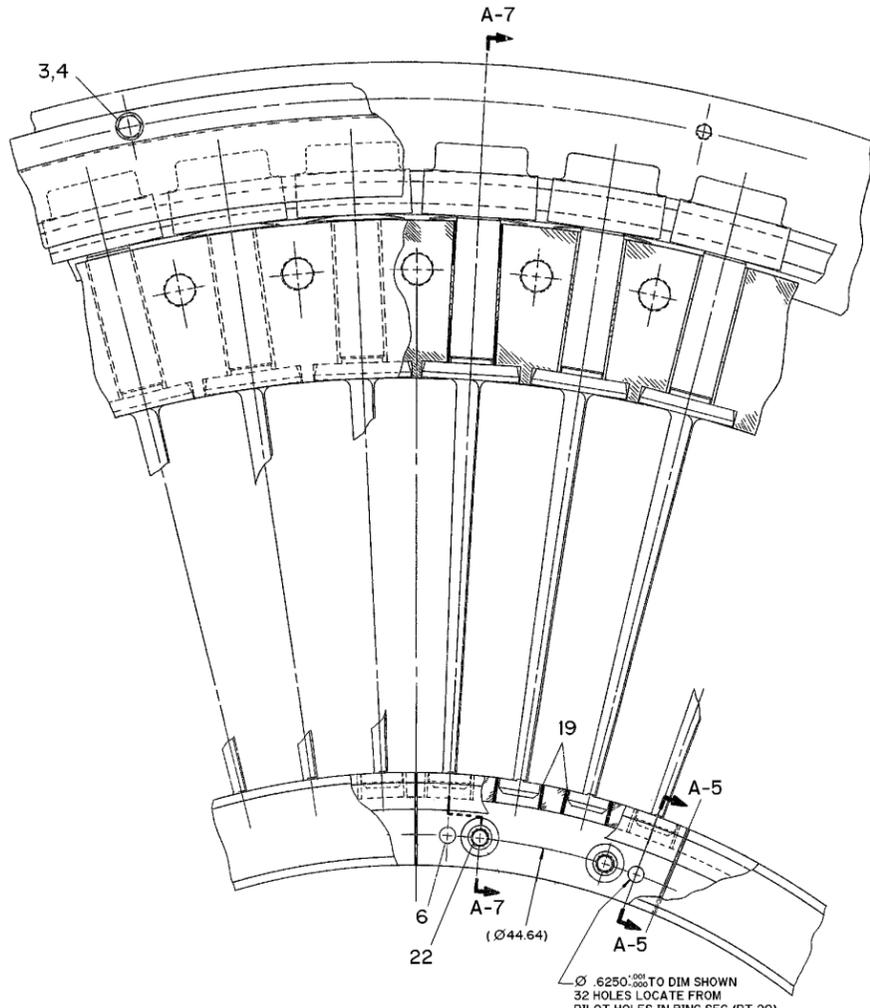
- FOR ASSEMBLY INSTRUCTIONS SEE ITEM 2.
- HOLES IN RING SEGMENT (PT20) MUST BE LOCATED WITHIN .010 RADIALLY FROM HOLES IN INLET CASING IN UPPER HALF ONLY AS SHOWN.
- ASSEMBLE RING SEGMENT (PT 20) WITH .625-11 TAPPED HOLES IN UPPER HALF ONLY AS SHOWN.
- FOR ORIENTATION OF INLET GUIDE VANES, SEE ML ITEM I301.
- ACCEPTABLE IGV CLEARANCES ARE SHOWN ON THE CLEARANCE DIAGRAM (MLI 0404). ALL VANES MUST BE CHECKED. RECORD REQUIRED IGV CLEARANCE MEASUREMENTS ON ITEM 3 (PGT 5278). ALTERNATIVELY, A CALIBRATED GO / NO-GO GAGE MAY BE USED TO CHECK EACH VANE.
- GROOVE PIN HOLES MUST BE PARALLEL TO SHAFT CENTERLINE. GROOVE PIN (PT18) MUST FIT SNUGLY IN HOLE & BE INSERTED BELOW SHAFT/GEAR FACE. GROOVE PINS MAY NOT BE RE-USED.
- MITI ARTICLE 43 IS REQ'D FOR FULL COMPLIANCE PER ITEMS 4 & 5.

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
A	DCI 00021048 AN 01003035 SHERRY DRAKE	01-01-29	SLD JDM
B	DCI * 02007664 AN * 02016129 R. SHANKAR	02-06-04	SLD JRS
C	DRAWING REVISED DCI#03007556 AN#03013051 T GOVIND	03-07-08	MBN LCG
D	REMOVED REVISION "C" DUE TO ENGR ERROR	03-07-14	MBN LCG

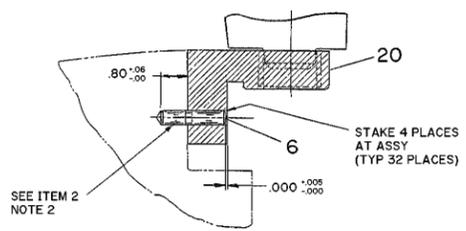
THIS DRAWING TO BE REVISED ON FORMTEK ONLY



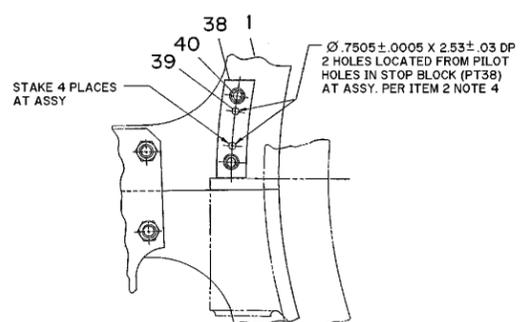
SECTION A-7 (C-4)



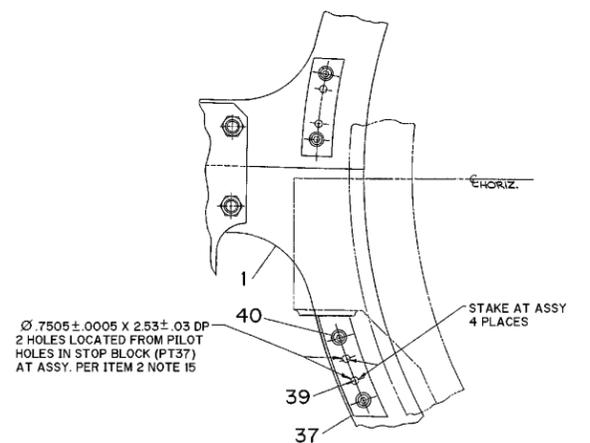
VIEW LOOKING UPSTREAM



SECTION A-5 (D-4)



VIEW E-2 (F-8) LOOKING DOWNSTREAM



VIEW C-2 (F-8) LOOKING DOWNSTREAM

ITEM	TITLE	IDENT. NO.
5	VISUAL INSPECTION	307A9457
4	MITI DATA SHEETS	339A6482
3	VANE CLEARANCE	GT-5278
2	ASSEMBLY INSTRUCTIONS	372AH71
1	APPLIED PRACTICE, GENERAL	348A9200

D	D	REV	REV STATUS OF SHEETS
2	1	SH	

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED:		SIGNATURES		DATE	GENERAL ELECTRIC COMPANY	
DIMENSIONS ARE IN INCHES		DESIGNED BY	SHERRY DRAKE	00-10-05	GE Power Generation	
TOLERANCES UNLESS OTHERWISE SPECIFIED:		CHECKED BY	DAVID ELDRIDGE	00-10-05	GAS TURBINE	
1/2 DIMENSIONS		ENGR BY	SHERRY DRAKE	00-10-05	COLUMBIA, SC	
3/4 DIMENSIONS		APPROVED BY	DAVID KARASEVICH	00-10-05		
APPLIED PRACTICES		348A9200		FIRST MADE FOR 7FA-E/S		
348A9200		NONE		SIZE: 11.69 X 17.50		
				SCALE: NONE WEIGHT		
				SHEET 1		

© COPYRIGHT 2000 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION—THIS DOCUMENT CONTAINS
 PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC
 COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO
 OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF
 GENERAL ELECTRIC COMPANY.

8

7

6

5

4

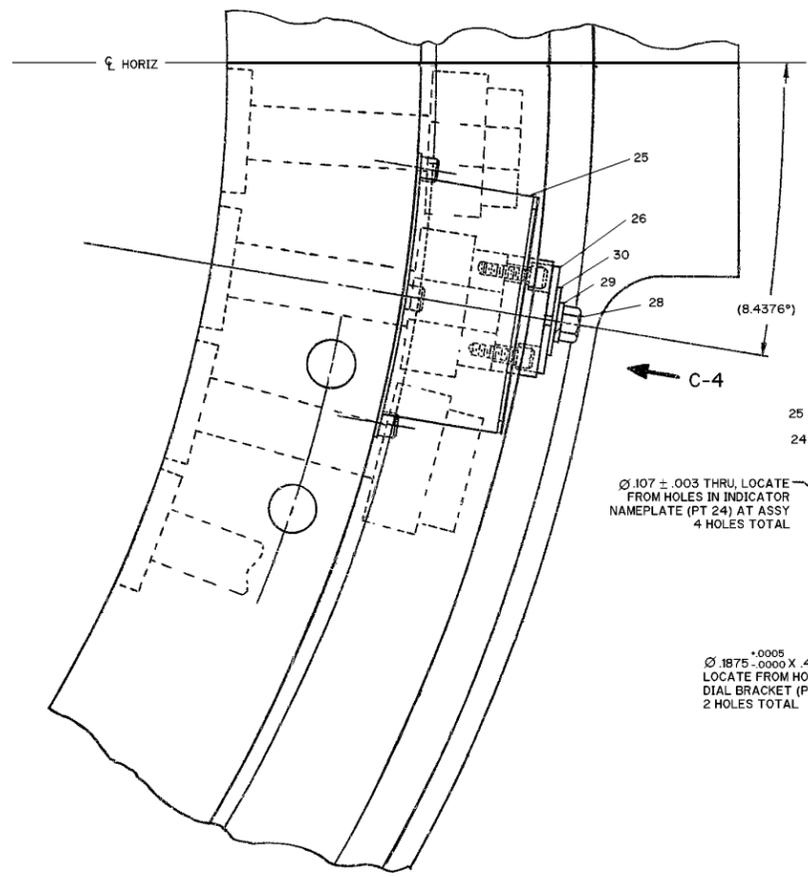
3

2

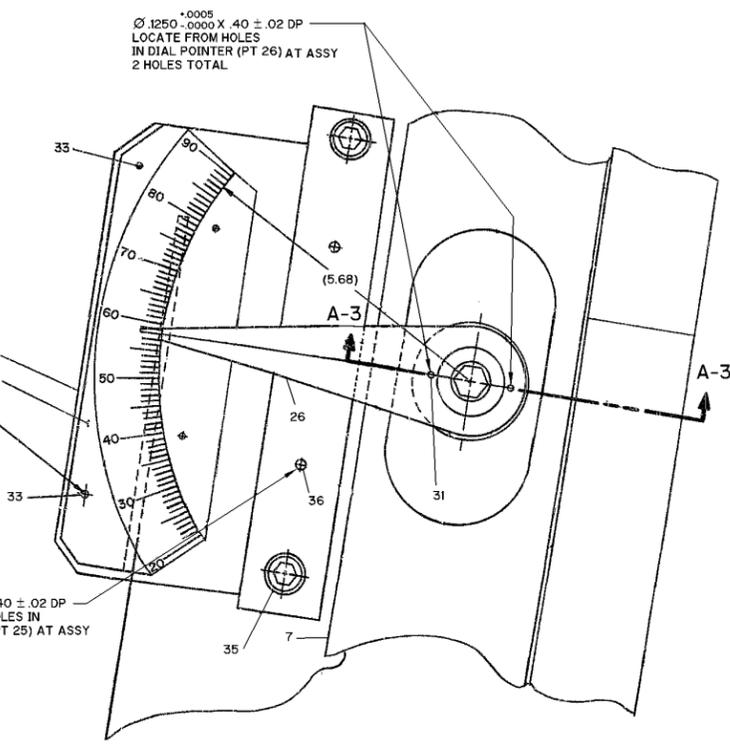
1

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
A	DCI 00021048 AN 01003035 SHERRY DRAKE	01-01-29	SLD JDM
C	DRAWING REVISED DCI#03007556, AN#03013051	03-07-08	MBN LCG
D	REMOVED REVISION "C" DUE TO ENGR ERROR	03-07-14	MBN LCG
SHERRY LACKEY			

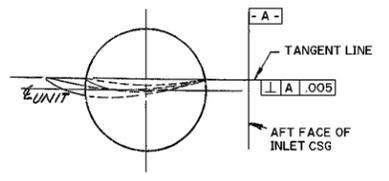
THIS DRAWING TO BE REVISED ON FORMTEK ONLY.



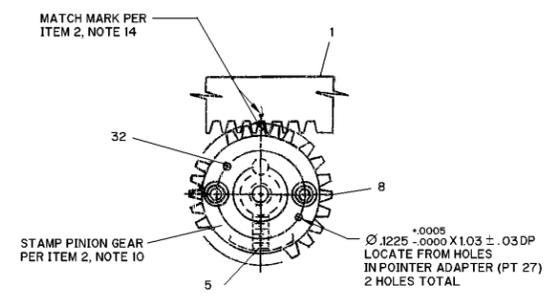
VIEW LOOKING UPSTREAM



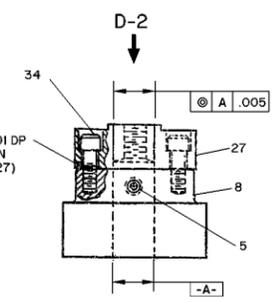
VIEW C-4 (E-6)



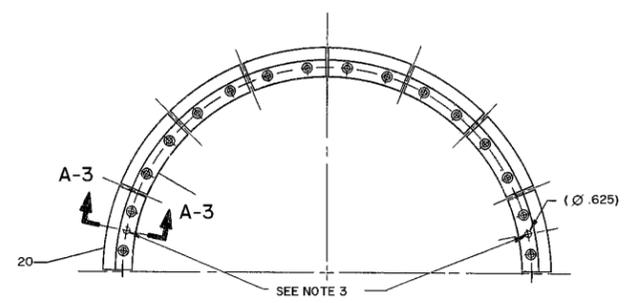
SECTION G-2 (E-7, SH 1)



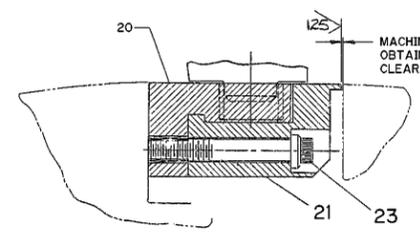
VIEW D-2



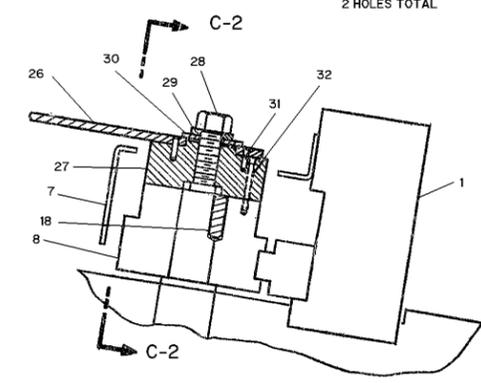
SECTION C-2 (C-4)



VIEW A-7 (B-6, SH 1)



SECTION A-3



SECTION A-3 (F-3)

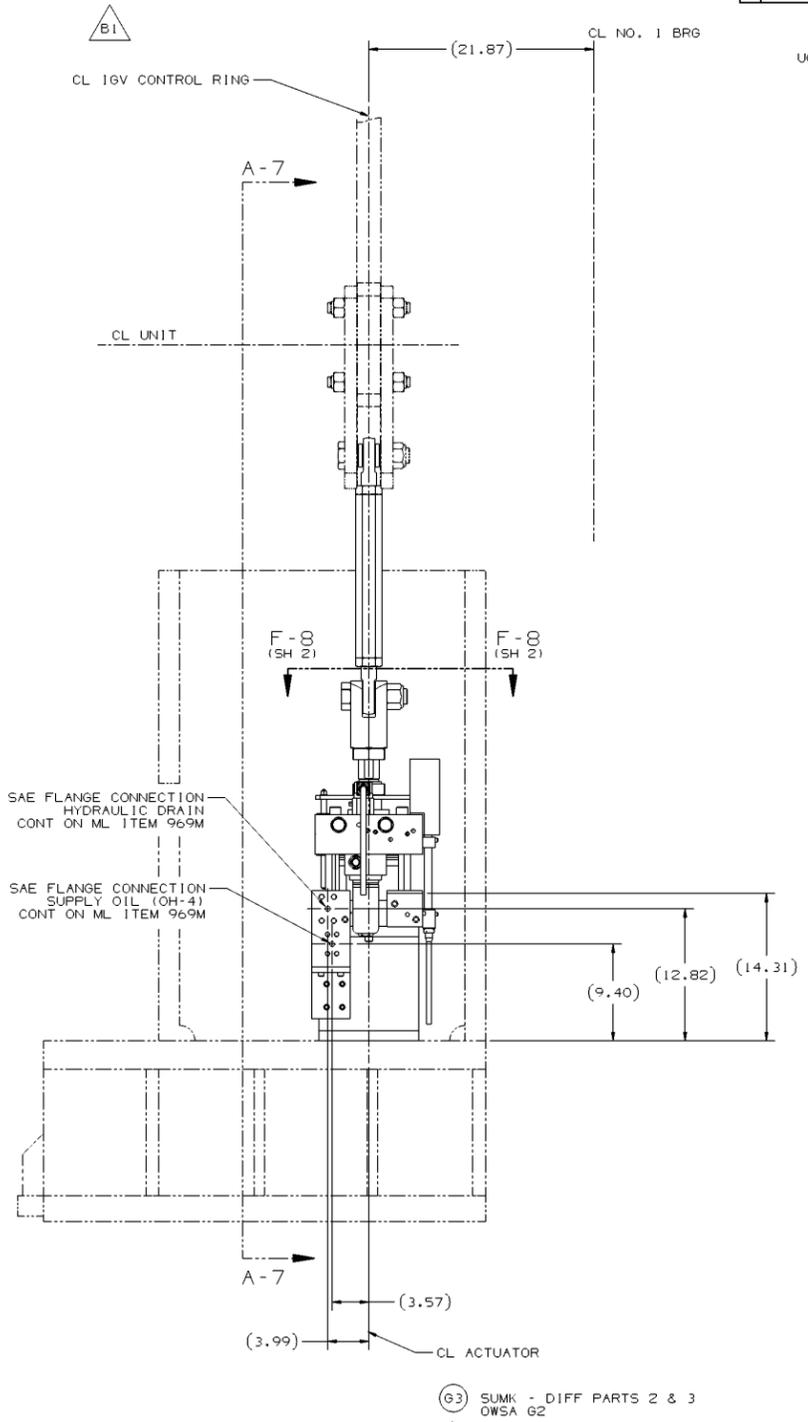
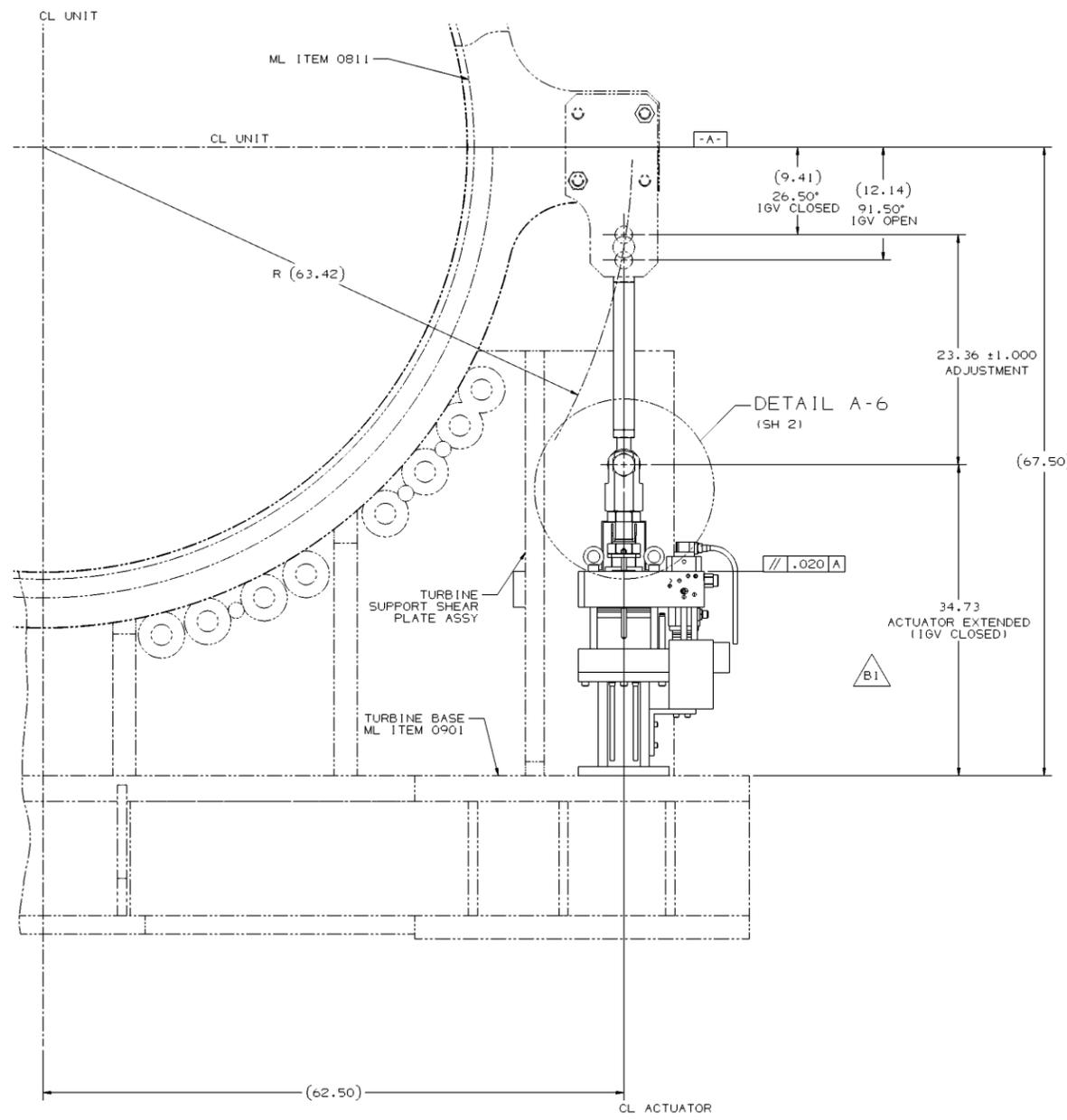
© COPYRIGHT 2000 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION—THIS DOCUMENT CONTAINS
 PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC
 COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO
 OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF
 GENERAL ELECTRIC COMPANY.

DATE	CASE CODE	DWG. NO.
E		116E3533
SCALE	NAME	SHEET 2

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
B	(1) REVISED CALLOUTS DCI-05029174 AN-06002580 FRANK J. NORTH 11	06-01-26 F.J.N	TAP DMH

REVISE ON CAD ONLY
UG PART: 657079-0548-A0001
(SPEC: 119E5628)

NOTES:
1. FOR NOTES SEE ITEM 2 (362A2726).



- (G3) SUMK - DIFF PARTS 2 & 3
OWSA G2
- (G2) SUMK 120' CABLES TO JB20T ML1 1159
- (G1) UB12 (WOODWARD)

REV	REV STATUS	OF SHEETS
2	1	SH

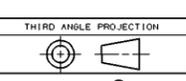
REV	REV STATUS	OF SHEETS
2	1	SH

BOM ISSUED

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE	GE Power Generation
DIMENSIONS ARE IN INCHES TOLERANCES SH: 1 PL DECIMALS ± 2 PL DECIMALS ± ANGLES ± FRACTIONS ±	DRAWN CARL LAMPRECHT CHECKED FRANK J NORTH ENGRS HANBERTO VILAS ISSUED FRANK J NORTH SCALE NONE	02-06-07 02-06-18 02-06-27 02-06-27 02-06-27	GENERAL ELECTRIC COMPANY GE Power Generation 119E5628

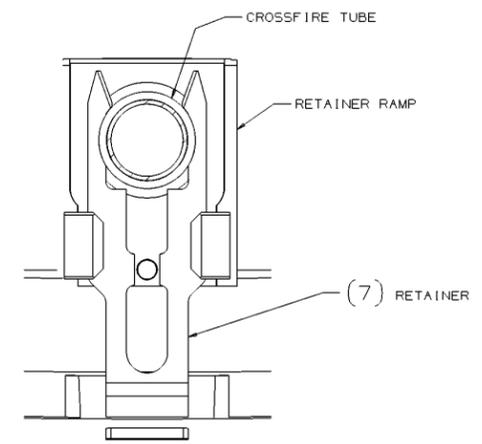
IGV ACTUATOR ARR,
UNCAMBERED

FIRST MADE FOR ML-7A1WFA1-9 0548
119E5628
SHEET 1



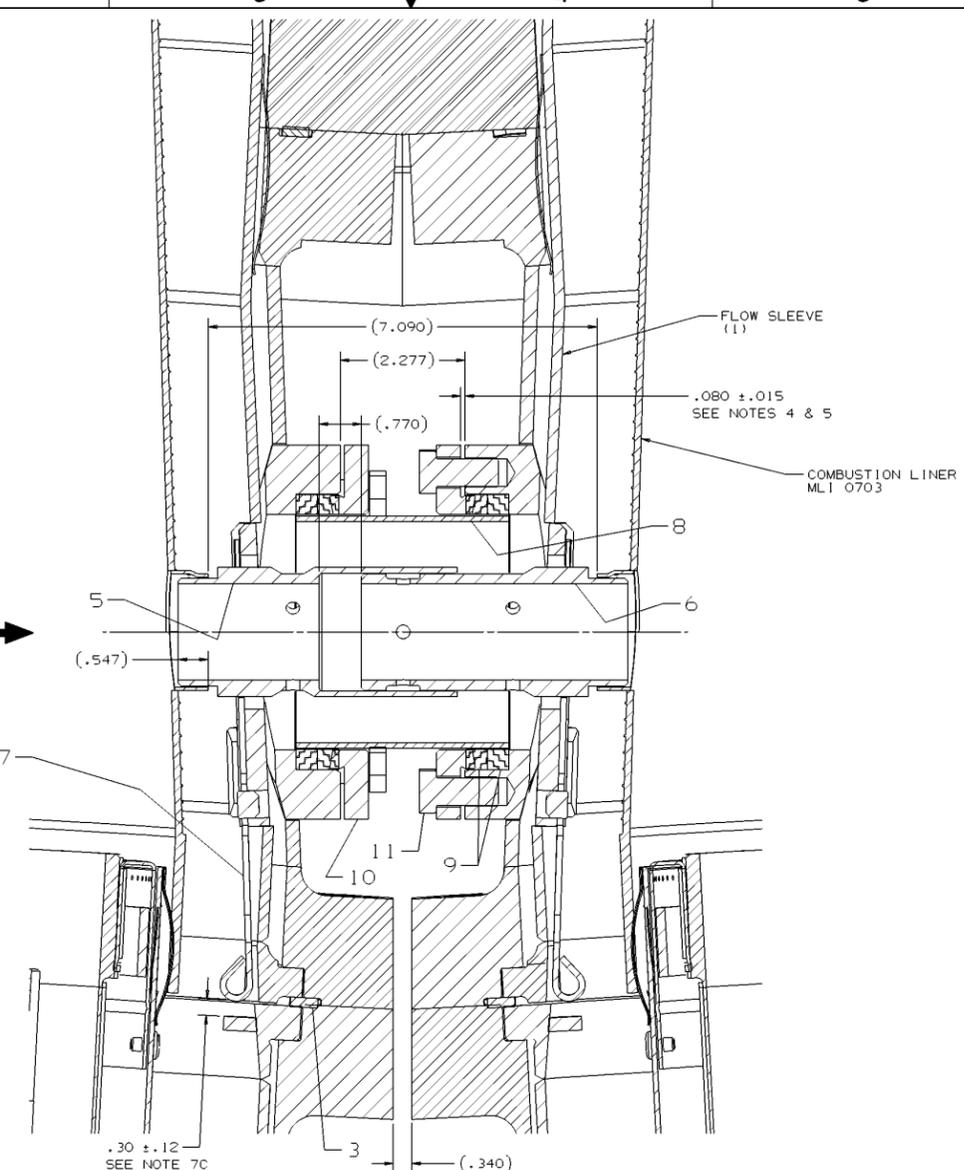
DT-1N

REV		DESCRIPTION		DATE	APPROVED
B	DCI-01026301, AN-01030985	B. PRASAD		01-10-17	AKA GAB
REVISE ON CAD ONLY					
UG PART: 586E11276001					
(SPEC: 586E1127SH3)					

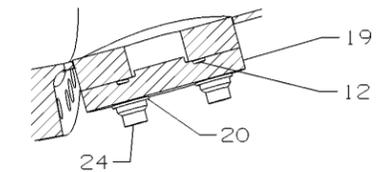


VIEW F-8 (E-6)
TYPICAL 2 PLACES PER CROSSFIRE TUBE
(LINER ASSEMBLY OMITTED FOR CLARITY)

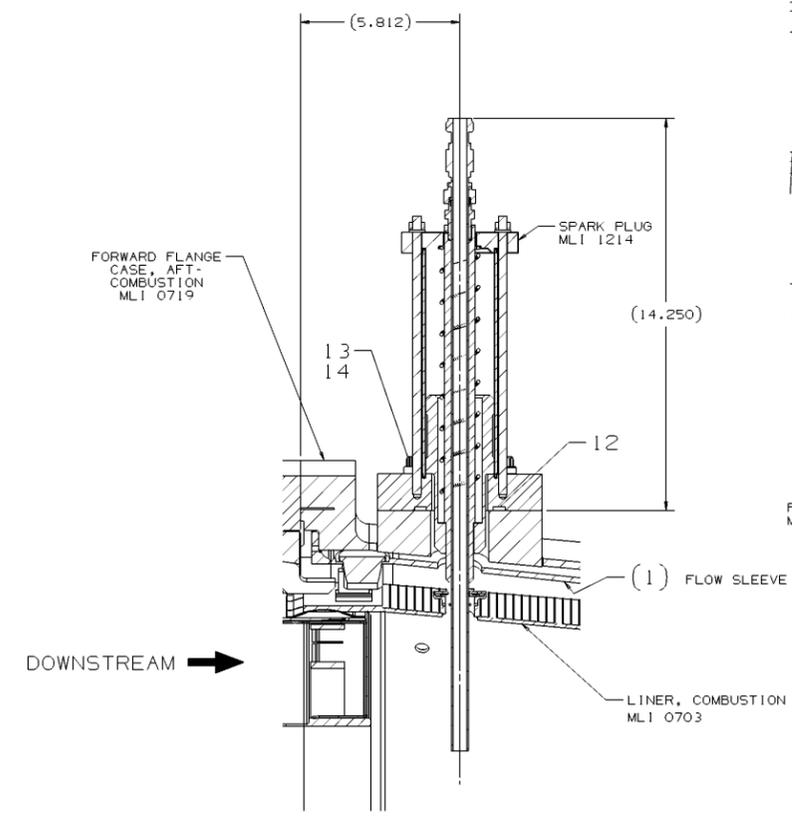
F-8 →



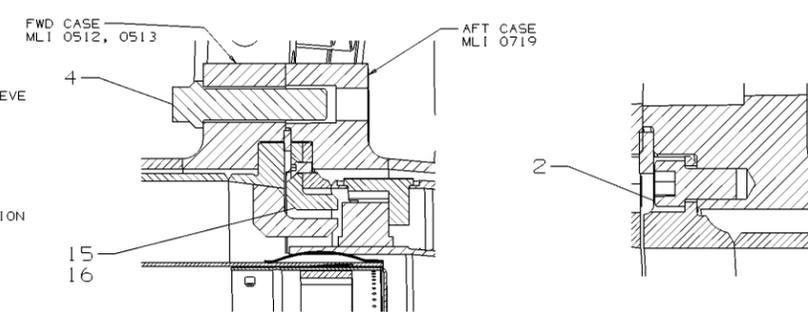
ENLARGED SECTION D-5 (G-5, SH 1)
THRU TYPICAL CROSSFIRE TUBE
14 PLACES
SEE NOTES 4 THRU 7, SH 1



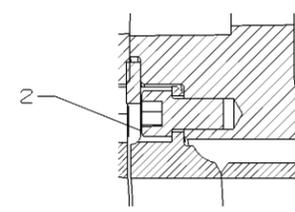
ENLARGED SECTION E-2 (B-3, SH 1)
CAMERA MOUNTING PROVISION



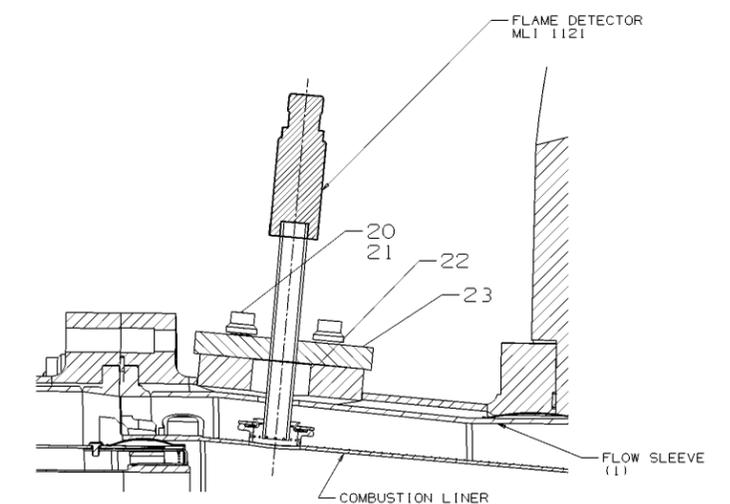
ENLARGED SECTION A-7 (E-5, SH 1)
THRU TYPICAL SPARK PLUG
2 PLACES
SEE NOTE 8, SHEET 1



ENLARGED SECTION A-5 (G-4, SH 1)
TYPICAL 2 PLACES EACH CHAMBER
SEE NOTE 7, SHEET 1



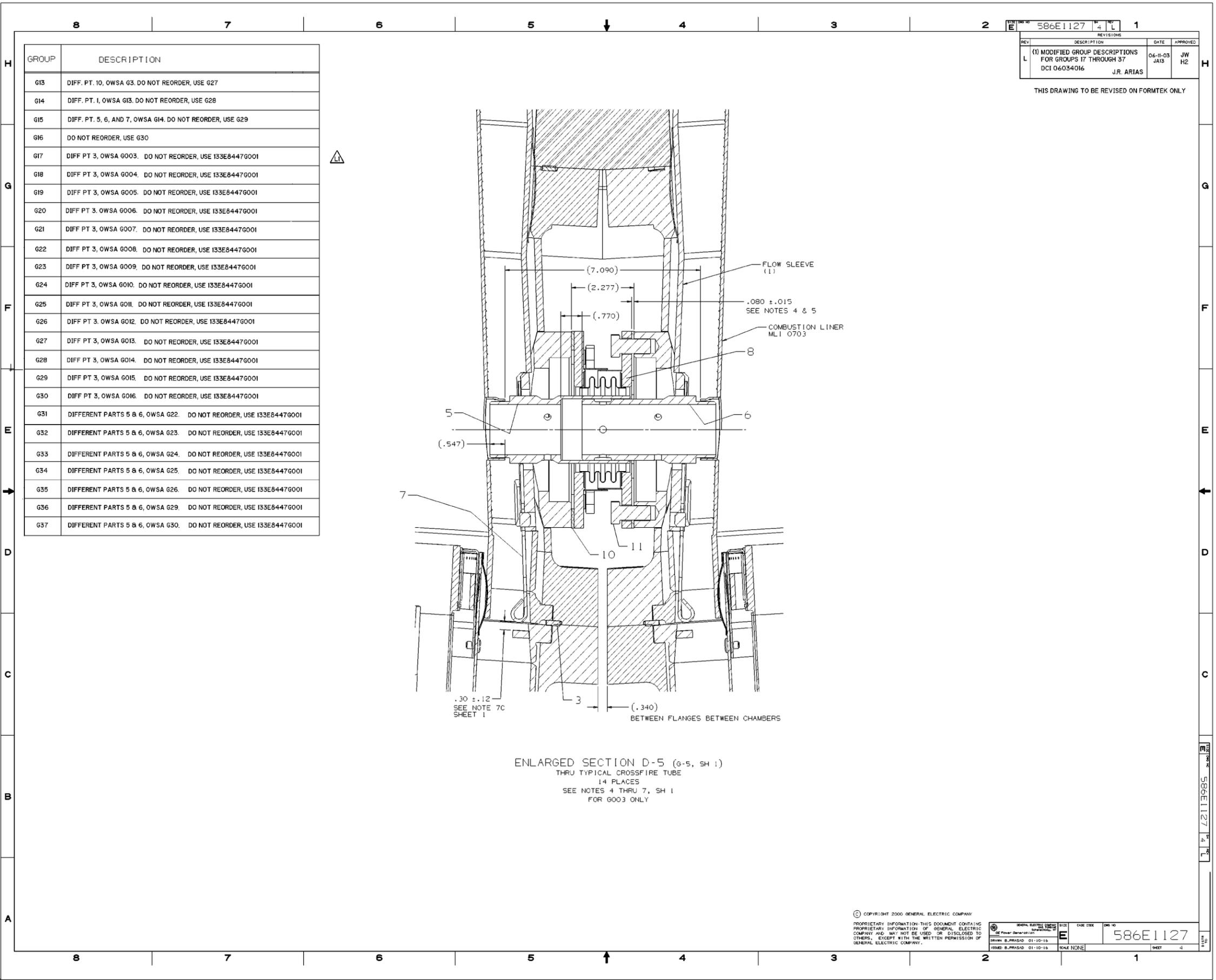
ENLARGED SECTION A-4 (G-4, SH 1)
TYPICAL 4 PLACES EACH CHAMBER
SEE NOTE 3, SHEET 1



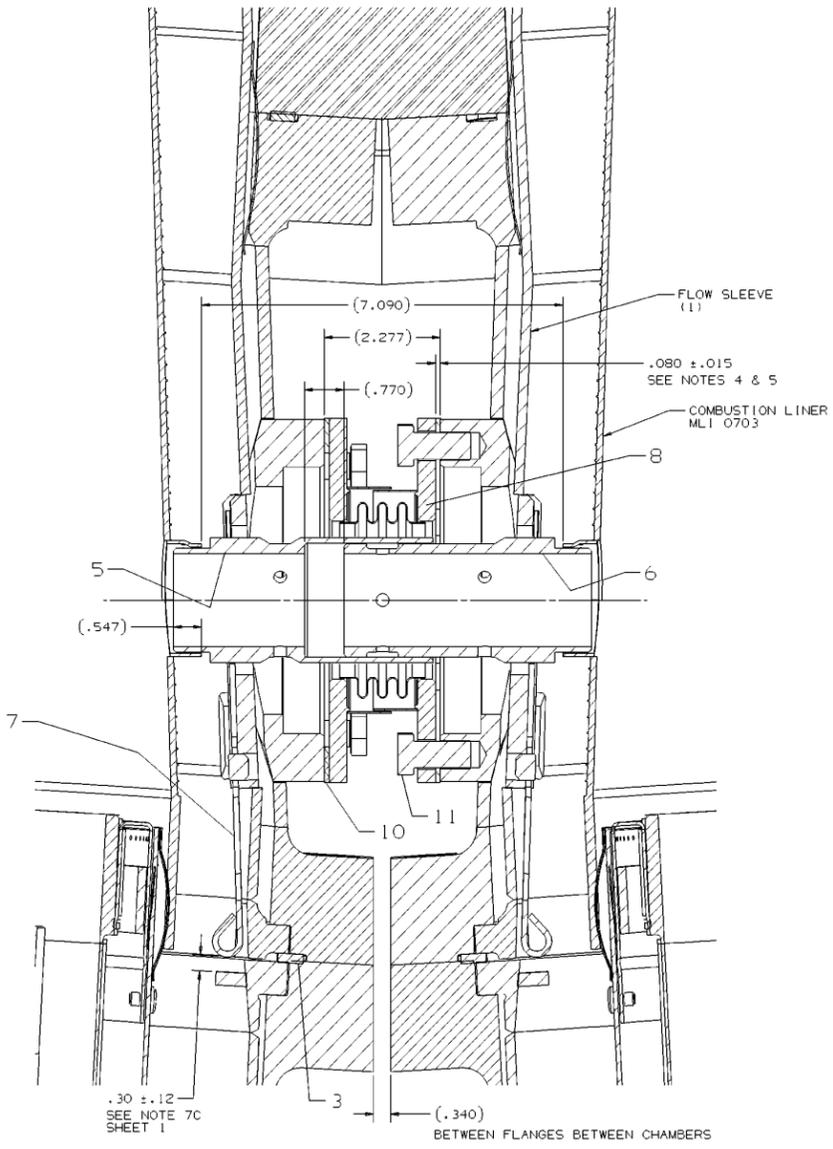
SECTION B-2 (G-4, SH 1)
THRU FLAME DETECTORS
4 PLACES
SEE NOTE 8, SH 1

© COPYRIGHT 2000 GENERAL ELECTRIC COMPANY
PROPRIETARY INFORMATION - THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.

GENERAL ELECTRIC COMPANY	586E1127	3	B	1
ISSUED D. J. WAGNER 00-03-24	SCALE NONE	SHEET	3	



GROUP	DESCRIPTION
G13	DIFF. PT. 10, OWSA G3. DO NOT REORDER, USE G27
G14	DIFF. PT. 1, OWSA G13. DO NOT REORDER, USE G28
G15	DIFF. PT. 5, 6, AND 7, OWSA G14. DO NOT REORDER, USE G29
G16	DO NOT REORDER, USE G30
G17	DIFF PT 3, OWSA G003. DO NOT REORDER, USE I33E8447G001
G18	DIFF PT 3, OWSA G004. DO NOT REORDER, USE I33E8447G001
G19	DIFF PT 3, OWSA G005. DO NOT REORDER, USE I33E8447G001
G20	DIFF PT 3, OWSA G006. DO NOT REORDER, USE I33E8447G001
G21	DIFF PT 3, OWSA G007. DO NOT REORDER, USE I33E8447G001
G22	DIFF PT 3, OWSA G008. DO NOT REORDER, USE I33E8447G001
G23	DIFF PT 3, OWSA G009. DO NOT REORDER, USE I33E8447G001
G24	DIFF PT 3, OWSA G010. DO NOT REORDER, USE I33E8447G001
G25	DIFF PT 3, OWSA G011. DO NOT REORDER, USE I33E8447G001
G26	DIFF PT 3, OWSA G012. DO NOT REORDER, USE I33E8447G001
G27	DIFF PT 3, OWSA G013. DO NOT REORDER, USE I33E8447G001
G28	DIFF PT 3, OWSA G014. DO NOT REORDER, USE I33E8447G001
G29	DIFF PT 3, OWSA G015. DO NOT REORDER, USE I33E8447G001
G30	DIFF PT 3, OWSA G016. DO NOT REORDER, USE I33E8447G001
G31	DIFFERENT PARTS 5 & 6, OWSA G22. DO NOT REORDER, USE I33E8447G001
G32	DIFFERENT PARTS 5 & 6, OWSA G23. DO NOT REORDER, USE I33E8447G001
G33	DIFFERENT PARTS 5 & 6, OWSA G24. DO NOT REORDER, USE I33E8447G001
G34	DIFFERENT PARTS 5 & 6, OWSA G25. DO NOT REORDER, USE I33E8447G001
G35	DIFFERENT PARTS 5 & 6, OWSA G26. DO NOT REORDER, USE I33E8447G001
G36	DIFFERENT PARTS 5 & 6, OWSA G29. DO NOT REORDER, USE I33E8447G001
G37	DIFFERENT PARTS 5 & 6, OWSA G30. DO NOT REORDER, USE I33E8447G001



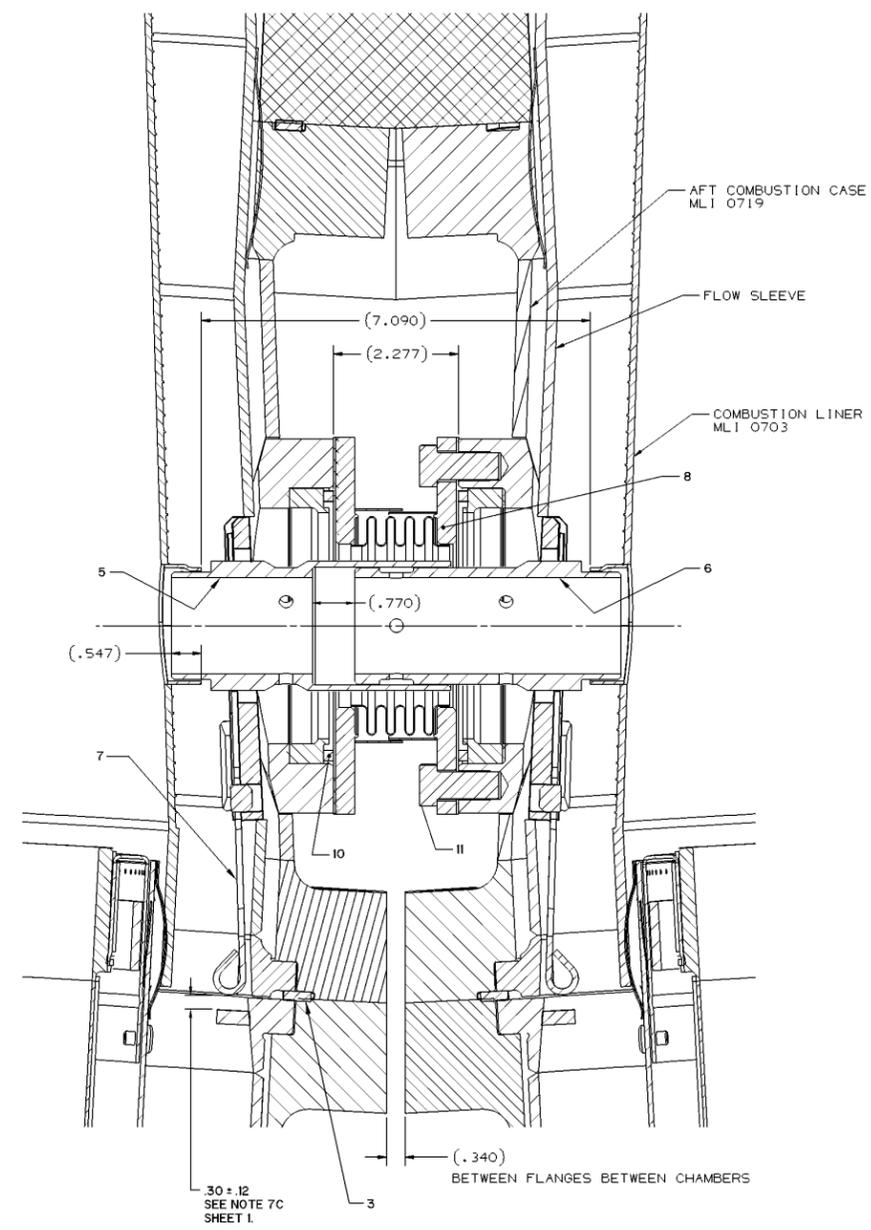
ENLARGED SECTION D-5 (6-5, SH 1)
 THRU TYPICAL CROSSFIRE TUBE
 14 PLACES
 SEE NOTES 4 THRU 7, SH 1
 FOR G003 ONLY

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
L	(1) MODIFIED GROUP DESCRIPTIONS FOR GROUPS 17 THROUGH 37 DCI 06034016	06-11-03 JAI3	JW H2

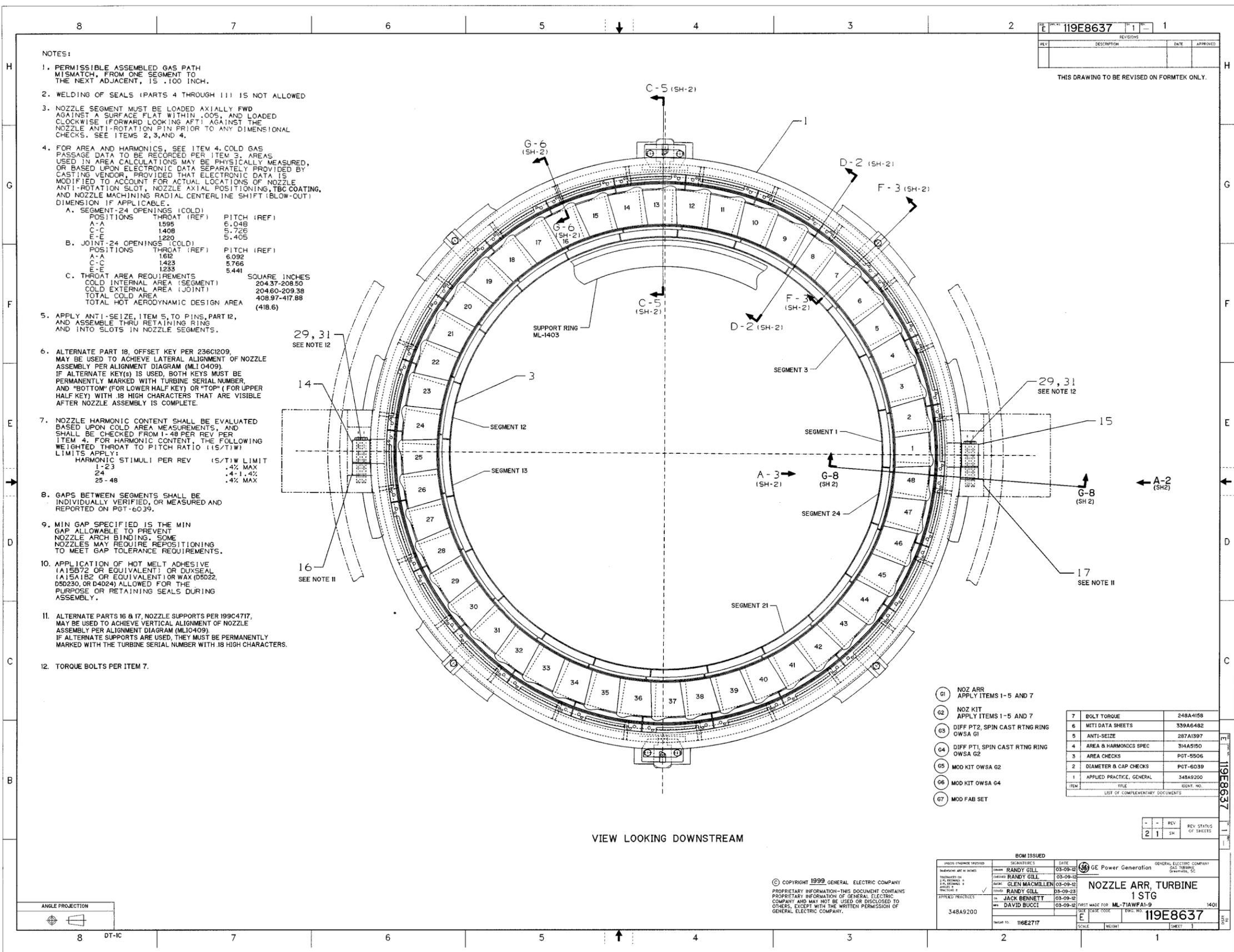
THIS DRAWING TO BE REVISED ON FORMTEK ONLY

SIZE	DWG NO	REV	DATE	APPROVED
E	586E1127	5	J	1
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED	
J	ADDED THIS SHEET.	HV1 05-07-05	OF1 TWJ	
		JOSE H VALDEZ		

THIS DRAWING TO BE REVISED ON FROMTEK ONLY



SECTION B-7 (G-4, SH. 1)
 (ENLARGED)
 THRU TYPICAL CROSSFIRE TUBE
 14 PLACES
 SEE NOTES 4 THRU 7 SHEET 1
 FOR G13, G14, G15, G16, G27, G28, G29, G30.



- NOTES:
- PERMISSIBLE ASSEMBLED GAS PATH MISMATCH, FROM ONE SEGMENT TO THE NEXT ADJACENT, IS .100 INCH.
 - WELDING OF SEALS (PARTS 4 THROUGH 11) IS NOT ALLOWED.
 - NOZZLE SEGMENT MUST BE LOADED AXIALLY FWD AGAINST A SURFACE FLAT WITHIN .005, AND LOADED COUNTERCLOCKWISE (FORWARD LOOKING AFT) AGAINST THE NOZZLE ANTI-ROTATION PIN PRIOR TO ANY DIMENSIONAL CHECKS. SEE ITEMS 2, 3, AND 4.
 - FOR AREA AND HARMONICS, SEE ITEM 4. COLD GAS PASSAGE DATA TO BE RECORDED PER ITEM 3. AREAS USED IN AREA CALCULATIONS MAY BE PHYSICALLY MEASURED, OR BASED UPON ELECTRONIC DATA SEPARATELY PROVIDED BY CASTING VENDOR, PROVIDED THAT ELECTRONIC DATA IS MODIFIED TO ACCOUNT FOR ACTUAL LOCATIONS OF NOZZLE ANTI-ROTATION SLOT, NOZZLE AXIAL POSITIONING, TBC COATING, AND NOZZLE MACHINING RADIAL CENTERLINE SHIFT (BLOW-OUT) DIMENSION IF APPLICABLE.

A. SEGMENT-24 OPENINGS (COLD)		
POSITIONS	THROAT (REF)	PITCH (REF)
A-A	1595	6.048
C-C	1408	5.726
E-E	1220	5.405
B. JOINT-24 OPENINGS (COLD)		
POSITIONS	THROAT (REF)	PITCH (REF)
A-A	1612	6.092
C-C	1423	5.766
E-E	1233	5.441
C. THROAT AREA REQUIREMENTS		
COLD INTERNAL AREA (SEGMENT)	20437-20850	
COLD EXTERNAL AREA (JOINT)	20460-20938	
TOTAL COLD AREA	40897-41788	
TOTAL HOT AERODYNAMIC DESIGN AREA	(418.6)	
 - APPLY ANTI-SEIZE, ITEM 5, TO PINS, PART 12, AND ASSEMBLE THRU RETAINING RING AND INTO SLOTS IN NOZZLE SEGMENTS.
 - ALTERNATE PART 18, OFFSET KEY PER 236C1209, MAY BE USED TO ACHIEVE LATERAL ALIGNMENT OF NOZZLE ASSEMBLY PER ALIGNMENT DIAGRAM (ML10409). IF ALTERNATE KEY(S) IS USED, BOTH KEYS MUST BE PERMANENTLY MARKED WITH TURBINE SERIAL NUMBER AND "BOTTOM" (FOR LOWER HALF KEY) OR "TOP" (FOR UPPER HALF KEY) WITH .18 HIGH CHARACTERS THAT ARE VISIBLE AFTER NOZZLE ASSEMBLY IS COMPLETE.
 - NOZZLE HARMONIC CONTENT SHALL BE EVALUATED BASED UPON COLD AREA MEASUREMENTS, AND SHALL BE CHECKED FROM 1-48 PER REV PER ITEM 4. FOR HARMONIC CONTENT, THE FOLLOWING WEIGHTED THROAT TO PITCH RATIO (IS/T)W LIMITS APPLY:

HARMONIC STIMULI PER REV	(S/T)W LIMIT
1-23	.4% MAX
24	.4-1.4%
25-48	.4% MAX
 - GAPS BETWEEN SEGMENTS SHALL BE INDIVIDUALLY VERIFIED, OR MEASURED AND REPORTED ON PGT-6039.
 - MIN GAP SPECIFIED IS THE MIN GAP ALLOWABLE TO PREVENT NOZZLE ARCH BINDING. SOME NOZZLES MAY REQUIRE REPOSITIONING TO MEET GAP TOLERANCE REQUIREMENTS.
 - APPLICATION OF HOT MELT ADHESIVE (A15B72 OR EQUIVALENT) OR DUXSEAL (A15A1B2 OR EQUIVALENT) OR WAX (D5022, D5023, OR D4024) ALLOWED FOR THE PURPOSE OF RETAINING SEALS DURING ASSEMBLY.
 - ALTERNATE PARTS 16 & 17, NOZZLE SUPPORTS PER 199C4717, MAY BE USED TO ACHIEVE VERTICAL ALIGNMENT OF NOZZLE ASSEMBLY PER ALIGNMENT DIAGRAM (ML10409). IF ALTERNATE SUPPORTS ARE USED, THEY MUST BE PERMANENTLY MARKED WITH THE TURBINE SERIAL NUMBER WITH 18 HIGH CHARACTERS.
 - TORQUE BOLTS PER ITEM 7.

REV		DESCRIPTION	DATE	APPROVED
1				

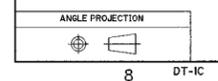
THIS DRAWING TO BE REVISED ON FORMTEK ONLY.

- G1 NOZ ARR APPLY ITEMS 1-5 AND 7
- G2 NOZ KIT APPLY ITEMS 1-5 AND 7
- G3 DIFF PT1, SPIN CAST RTNG RING OWSA G1
- G4 DIFF PT1, SPIN CAST RTNG RING OWSA G2
- G5 MOD KIT OWSA G2
- G6 MOD KIT OWSA G4
- G7 MOD FAB SET

7	BOLT TORQUE	248A4158
6	MITI DATA SHEETS	339A6482
5	ANTI-SEIZE	287A1397
4	AREA & HARMONICS SPEC	314A5190
3	AREA CHECKS	PGT-5506
2	DIAMETER & GAP CHECKS	PGT-6039
1	APPLIED PRACTICE, GENERAL	348A9200

REV	REV STATUS OF SHEETS
2	1 SH

VIEW LOOKING DOWNSTREAM



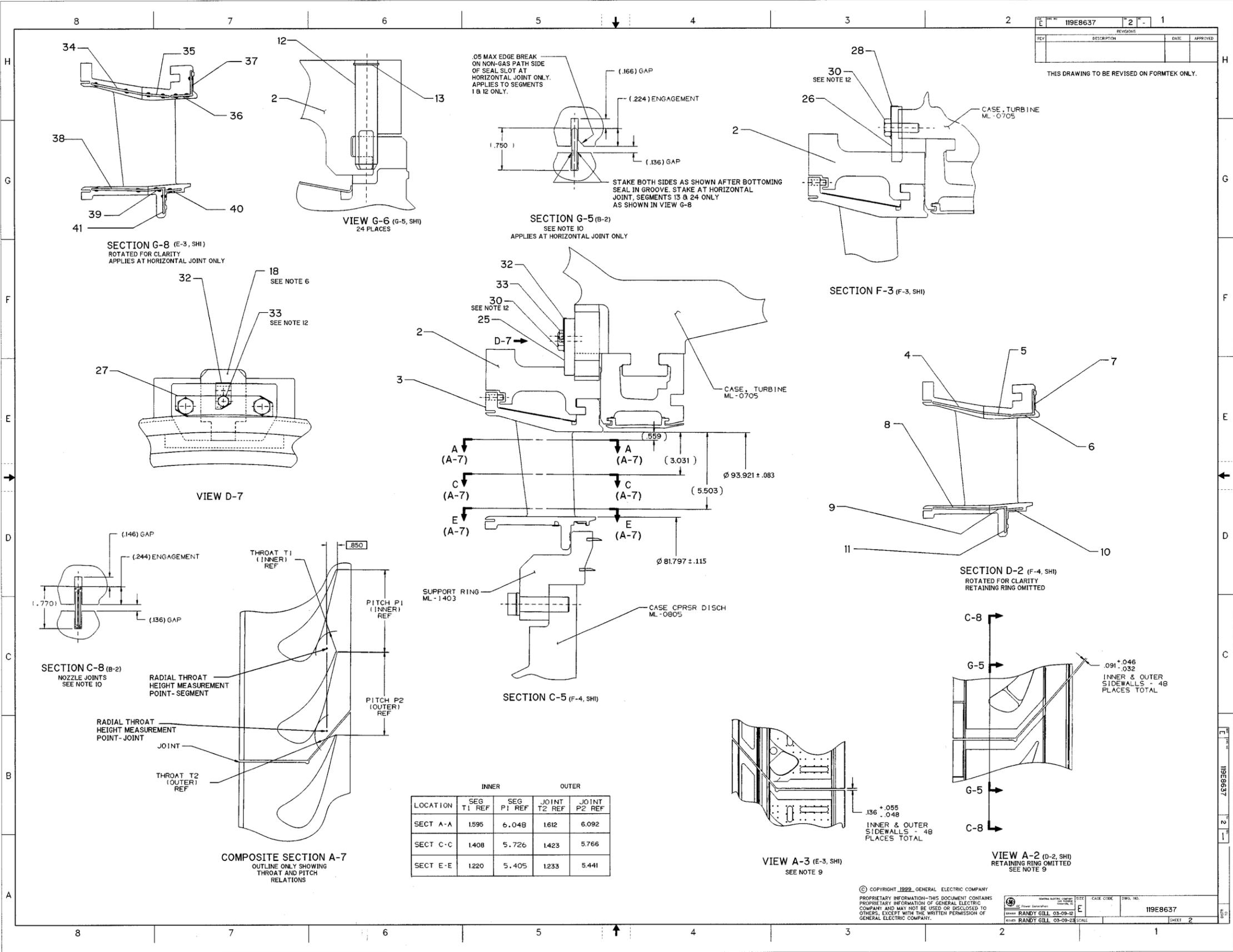
© COPYRIGHT 1999 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION—THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.

BOM ISSUED		GE Power Generation	
UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE	GENERAL ELECTRIC COMPANY
DESIGNED BY	RANDY GILL	03-09-02	DAC TURBINE
CHECKED BY	RANDY GILL	03-09-02	
APPROVED BY	GLEN MACMILLAN	03-09-02	
TRACED BY	RANDY GILL	03-09-02	
APPLIED PRACTICES	JACK BENNETT	03-09-02	
	DAVID BUCCI	03-09-02	
348A9200			
SCALE	WEIGHT	SHEET	NO.

NOZZLE ARR, TURBINE 1STG
 ML-TIAWFA1-9
 119E8637

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED

THIS DRAWING TO BE REVISED ON FORMTEK ONLY.



LOCATION	INNER		OUTER	
	SEG T1 REF	SEG P1 REF	JOINT T2 REF	JOINT P2 REF
SECT A-A	1.595	6.048	1.612	6.092
SECT C-C	1.408	5.726	1.423	5.766
SECT E-E	1.220	5.405	1.233	5.441

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
C	ADDED SECTION VIEW CALLOUT DC1-06030725	07-01-23	RKR

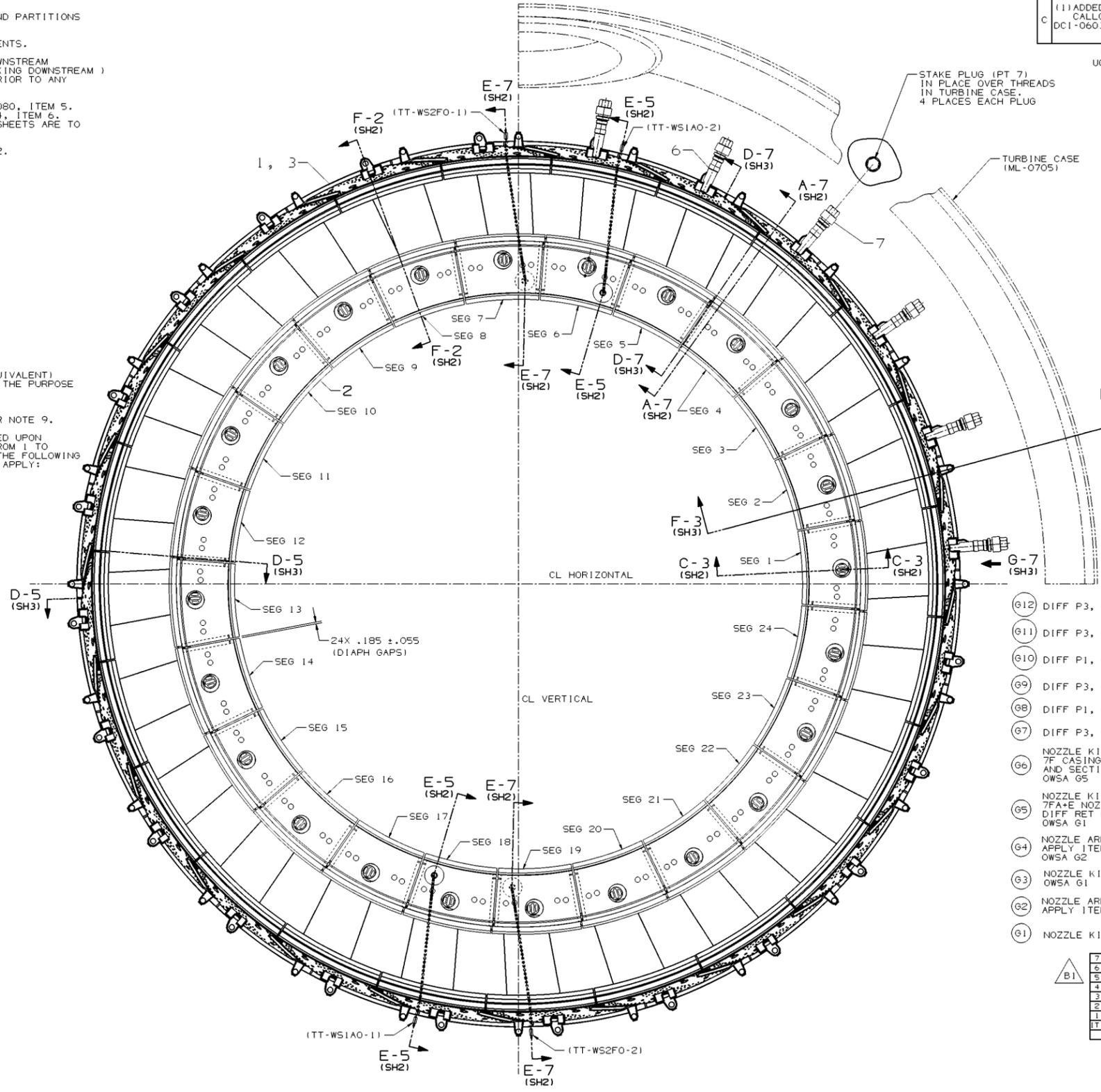
RAVIKANTH
 REVISE ON CAD ONLY
 UG PART: 119E1844001
 (SPEC: 119E1844)

- NOTES :
- RESTORE FINISH TO GAS PATH SIDE OF SIDEWALLS AND PARTITIONS AS SPECIFIED, IF NECESSARY.
 - MATCH MARK ASSEMBLED NOZZLE AND DIAPHRAGM SEGMENTS.
 - NOZZLE SEGMENT AND DIAPHRAGM MUST BE LOADED DOWNSTREAM ON SURFACES INDICATED BY \odot AND CLOCKWISE (LOOKING DOWNSTREAM) AFTER ASSEMBLY OF NOZZLE TO TURBINE CASE AND PRIOR TO ANY DIMENSIONAL CHECKS.
 - GAP CHECKS TO BE RECORDED ON CHECK SHEET PGT10080, ITEM 5. DIAMETERS TO BE RECORDED ON CHECK SHEET PGT5814, ITEM 6. ANY DEVIATIONS FROM SPECIFIED LIMITS ON CHECK SHEETS ARE TO BE REVIEWED BY PRODUCTION ENGINEERING.
 - FOR AREA AND HARMONIC SPECIFICATION, SEE ITEM 2.
 - NOZZLE EXIT AREAS (SECTION F-2 SH2)

A. SEGMENTS POSITION		24 OPENINGS (COLD)
THROAT		PITCH
X	2.511	6.376
Y	2.101	5.822
Z	1.700	5.267
B. JOINTS POSITION		24 OPENINGS (COLD)
THROAT		PITCH
X	2.559	6.468
Y	2.147	5.913
Z	1.741	5.358
 - MANUFACTURING'S CHECK AREAS:

	IN ² (REFERENCE)	IN ² 1%
SEGMENTS	519.2	514-524
JOINTS	530.3	525-536
TOTAL	1049.5	1039-1060
 - AERODYNAMIC DESIGN AREA (HOT)
TOTAL AREA 1056.9 IN²
 - APPLICATION OF HOT MELT ADHESIVE (A15B72 OR EQUIVALENT) OR DUXSEAL (A15A1B2 OR EQUIVALENT) ALLOWED FOR THE PURPOSE OF RETAINING SEALS DURING ASSEMBLY.
 - DO NOT STAKE CLOTH SEALS. APPLICATION OF HOT MELT ADHESIVE IS ALLOWED PER NOTE 9.
 - NOZZLE HARMONIC CONTENT SHALL BE EVALUATED BASED UPON COLD AREA MEASUREMENTS, AND SHALL BE CHECKED FROM 1 TO 48 PER REV PER ITEM 2. FOR HARMONIC CONTENT, THE FOLLOWING WEIGHTED THROAT TO PITCH RATIO ((S/T)W) LIMITS APPLY:

HARMONIC STIMULI PER REV	((S/T)W) LIMIT
1-23	.4% MAXIMUM
24	.4% - 1.4%
25-48	.4% MAXIMUM



- ⑩12 DIFF P3, OWSA G6
- ⑩11 DIFF P3, OWSA G5
- ⑩10 DIFF P1, OWSA G4
- ⑩09 DIFF P3, OWSA G3
- ⑩08 DIFF P1, OWSA G2
- ⑩07 DIFF P3, OWSA G1
- ⑩06 NOZZLE KIT
7FA+E NOZZLE, ADDED PT 52
AND SECTION A-7 (SH2)
OWSA G5
- ⑩05 NOZZLE KIT (S&RP)
7FA+E NOZZLE,
DIFF RET PIN FOR 7FA+
OWSA G1
- ⑩04 NOZZLE ARR (MITI)
APPLY ITEMS 1 THRU 8
OWSA G2
- ⑩03 NOZZLE KIT (MITI)
OWSA G1
- ⑩02 NOZZLE ARR
APPLY ITEMS 1 THRU 7
- ⑩01 NOZZLE KIT

B1

NO.	DESCRIPTION	QTY
7	MITI DATA SHEETS	339A6482
6	NOZZLE DIA CHECK	PGT5814
5	NOZZ AND DIAPH GAP CHECK	PGT10651
4	INSTR ASSY-TUBE/FITTINGS	215A4435
3	INSTR ASSY - T.C.	287A7886
2	AREA AND HARMONICS	314A5150
1	APPLIED PRACTICE-GENERAL	348A9200
1	NOMENCLATURE IDENT	

LIST OF COMPLEMENTARY DOCUMENTS

C	A	C	REV	REV STATUS
3	2	1	SH	OF SHEETS

VIEW LOOKING DOWNSTREAM

© COPYRIGHT 2003 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS
 PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC
 COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO
 OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF
 GENERAL ELECTRIC COMPANY.

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE	GENERAL ELECTRIC COMPANY
DIMENSIONS ARE IN INCHES	DR: K. KRISHNA	03-01-03	GE Power Generation
TOLERANCES UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	DESIGN: R. GILL	03-01-06	
2 PL DECIMALS ±	ENG: J. REEVES	03-01-06	
3 PL DECIMALS ±	ISSUED: R. GILL	03-01-24	
FRACTIONS ±	WFO: J. BENNETT	03-01-15	
	MILL: CHARLES MAXIM	03-01-24	

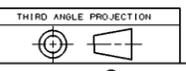
APPLIED PRACTICES 348A9200

NOZZLE ARR, TURB-STG 2

FIRST MADE FOR ML-7A1WFA1-9 1402

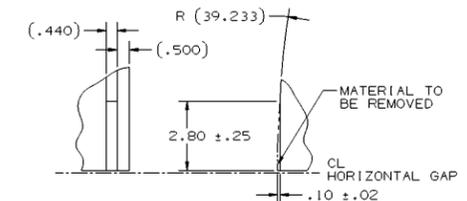
119E1844

REV 1

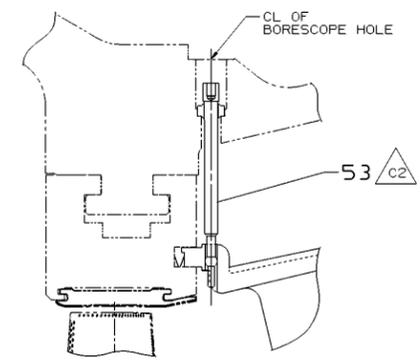


REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
1	ADDED SECTION VIEW	07-01-23	TDH
2	ADDED PART CALLOUT		THS
C	DCI-06030725		

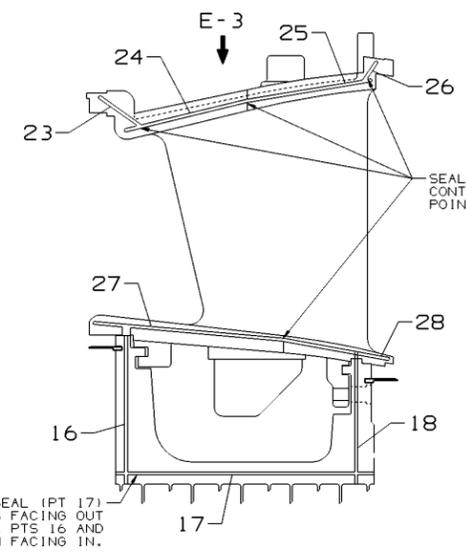
RAVIKANTH
 REVISE ON CAD ONLY
 UG PART: 119E1844G001
 (SPEC: 119E1844)



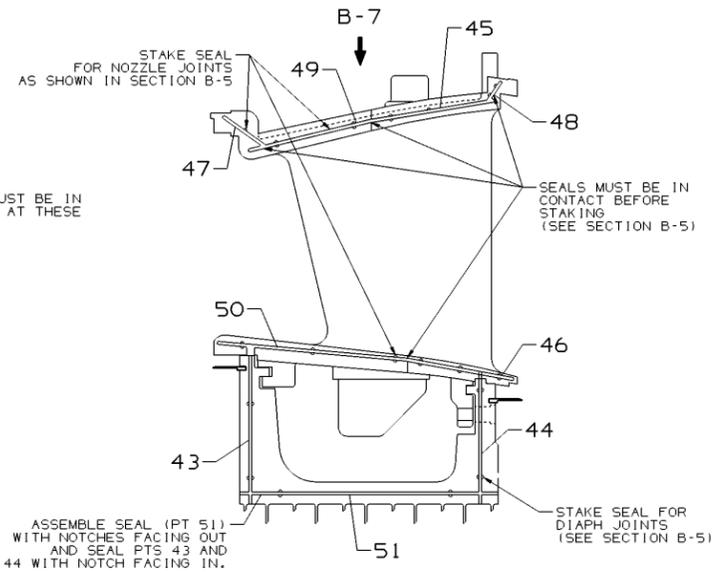
VIEW G-7 (E-2 SH1)
 APPLIES TO DIAPH
 SEGMENT 1 AND 13
 AT HORIZONTAL JOINT ONLY



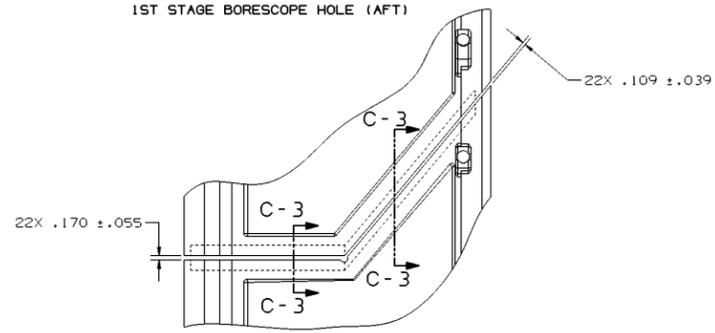
SECTION F-3 (E-3, SH1)
 ROTATED 75.11° CW
 1ST STAGE BORESCOPE HOLE (AFT)



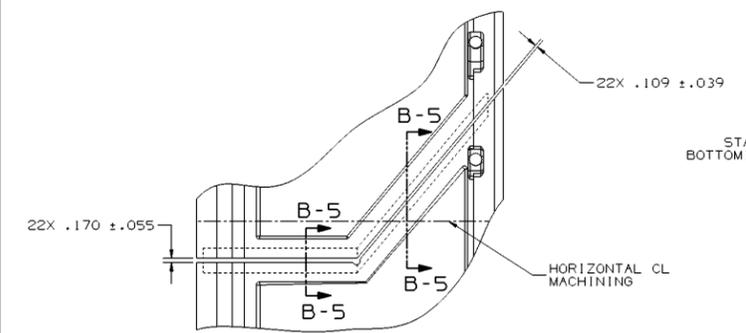
SECTION D-7 (F-4 SH1)
 SEGMENTS 2 THRU 12 AND 14 THRU 24
 SEE NOTES 9 AND 10



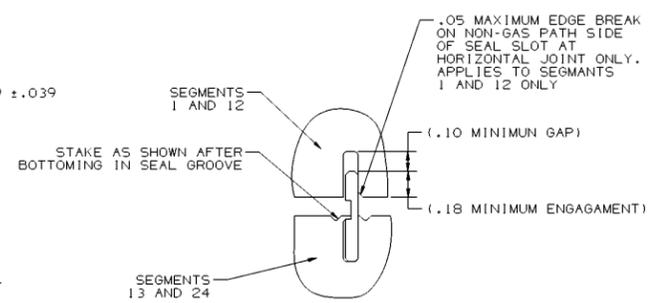
SECTION D-5 (E-5 SH1)
 ROTATED 90° CW
 SEGMENTS 13 AND 24
 (HORIZONTAL JOINT)



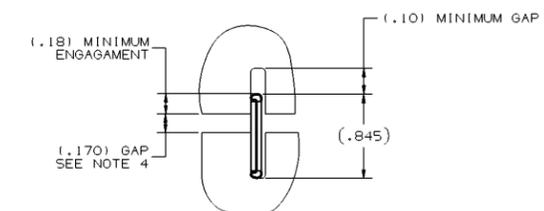
VIEW E-3 (F-7)
 (ALL NOZZLE AND DIAPH GAPS)



VIEW B-7 (F-5)



SECTION B-5 (B-7)
 WHERE SHOWN IN
 SECTION D-5 FOR NOZZLE AND DIAPH GAPS
 (2 PLACES AT HORIZONTAL JOINT)



SECTION C-3 (E-3)
 ALL NOZZLE AND DIAPH GAPS
 SHOWN IN SECTION D-7
 SEE NOTES 9 AND 10

© COPYRIGHT 2003 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS
 PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC
 COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO
 OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF
 GENERAL ELECTRIC COMPANY.

119E1844	3	C	1
119E1844	3	C	1

119E1844 3 C 1

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED

REVISE ON CAD ONLY
UG PART: 119E5716005
(SPEC: 119E5716)

- NOTES:
- RESTORE FINISH TO GAS PATH SIDE OF SIDEWALLS AND PARTITIONS AS SPECIFIED, IF NECESSARY.
 - MATCH MARK ASSEMBLED NOZZLE AND DIAPHRAGM SEGMENTS.
 - NOZZLE SEGMENT AND DIAPHRAGM MUST BE LOADED DOWNSTREAM ON SURFACES INDICATED BY ⊗ AND CLOCKWISE (LOOKING DOWNSTREAM) AFTER ASSEMBLY OF NOZZLE TO TURBINE CASE AND PRIOR TO ANY DIMENSIONAL CHECKS.
 - GAP CHECKS TO BE RECORDED ON CHECK SHEET PGT100B2, ITEM 5 DIAMETERS TO BE RECORDED ON CHECK SHEET PGT5818, ITEM 6 ANY DEVIATIONS FROM SPECIFIED LIMITS ON CHECK SHEETS ARE TO BE REVIEWED BY THE PRODUCTION ENGINEERS.
 - FOR AREA AND HARMONIC SPEC, SEE ITEM 2.
 - NOZZLE EXIT AREAS SECTION C-6 SH3.
A SEGMENTS 40 OPENINGS (COLD):

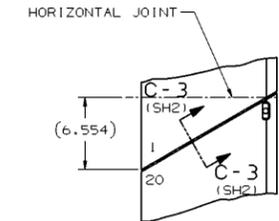
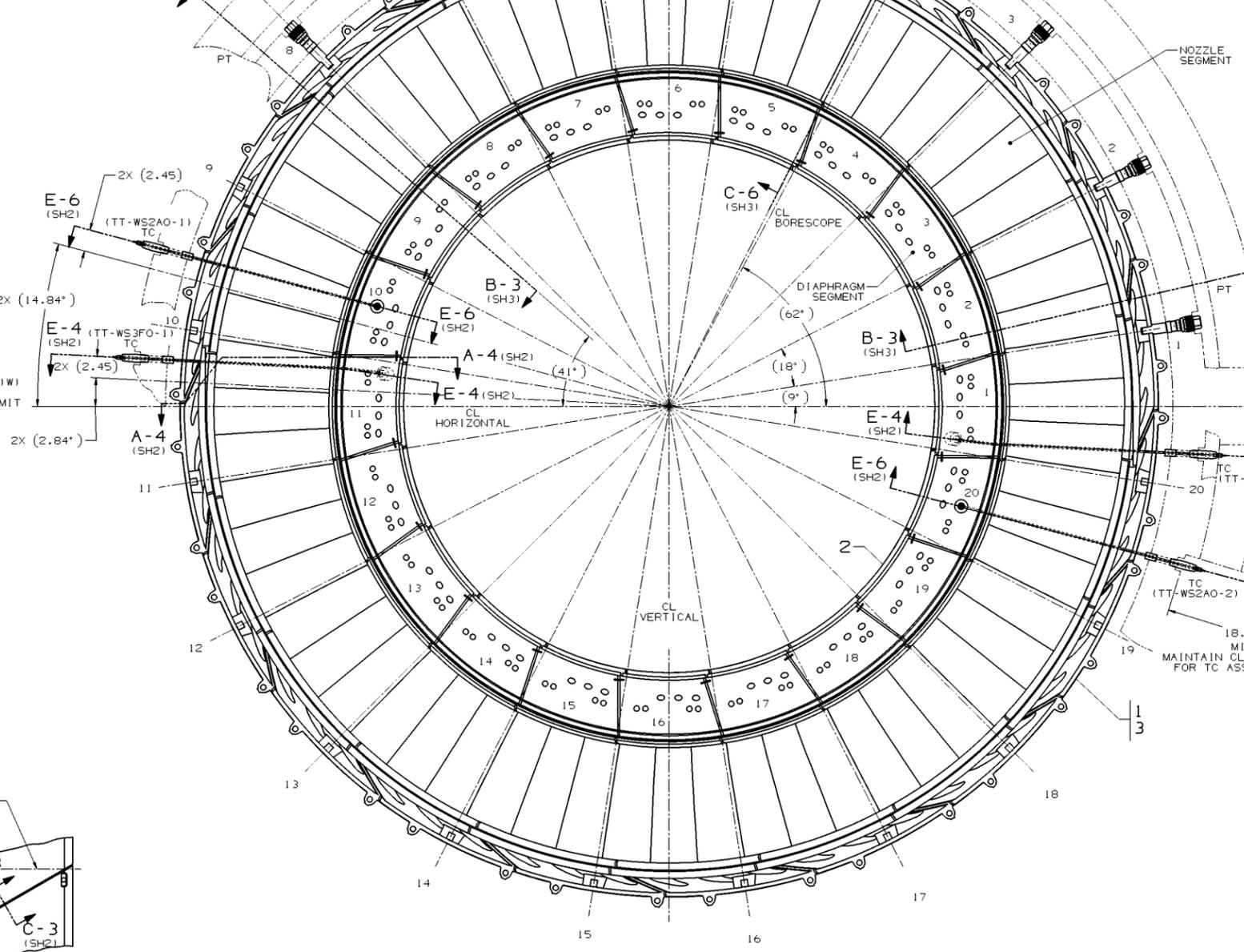
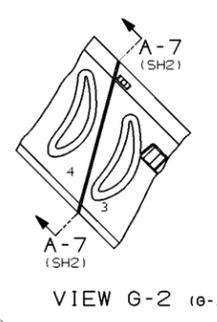
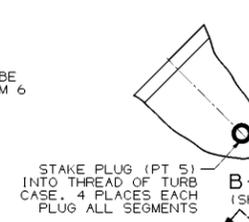
POSITION	THROAT	PITCH
X	2.653	5.457
Y	2.290	4.768
Z	1.922	4.079

 B JOINTS 20 OPENINGS (COLD):

POSITION	THROAT	PITCH
X	2.719	5.569
Y	2.358	4.880
Z	1.986	4.191
 - MANUFACTURING CHECK AREAS:

SEGMENTS	SO IN (REF)	SO IN ±1%
	1474.9	1489-1460
JOINTS	758.0	766-750
TOTAL	2232.9	2255-2210
 - AERODYNAMIC DESIGN AREA (HOT):
TOTAL AREA 2252 SQ IN.
 - UNLESS OTHERWISE SPECIFIED, ALL WELDS PER ITEM 7, CLASS II, FIG F1.
 - APPLICATION OF HOT MELT ADHESIVE (A15B72 OR EQUIVALENT) OR DUXSEAL (A15A1B2 OR EQUIVALENT) ALLOWED FOR THE PURPOSE OF RETAINING SEALS DURING ASSEMBLY.
 - DO NOT STAKE CLOTH SEALS APPLICATION OF HOT MELT ADHESIVE IS ALLOWED PER NOTE 10.
 - NOZZLE HARMONIC CONTENT SHALL BE EVALUATED BASED UPON COLD AREA MEASUREMENTS AND SHALL BE CHECKED FROM 1 TO 60 PER REV PER ITEM 2. FOR HARMONIC CONTENT, THE FOLLOWING WEIGHTED THROAT TO PITCH RATIO ((S/T)W) LIMITS APPLY:

HARMONIC STIMULI PER REV	(S/T)W LIMIT
1-19	6% MAX
20, 40	4-16%
21-39, 41-60	6% MAX



- ⑩ DIFF PT 3, OMITTED CREEP BUTTONS OWSA 69
- ⑨ NOZZLE KIT (S&RP) 7FA+E NOZZLE, DIFF RET PIN AND ADDED PT 32, FOR 7FA+ OWSA 61
- ⑧ DIFF PT 1, OMITTED CREEP BUTTONS OWSA 64
- ⑦ DIFF PT 3, OMITTED CREEP BUTTONS OWSA 63
- ⑥ DIFF PT 1, OMITTED CREEP BUTTONS OWSA 62
- ⑤ DIFF PT 3, OMITTED CREEP BUTTONS OWSA 61
- ④ NOZZLE ARR (MITI) APPLY ITEMS 1 THRU 9 OWSA 62
- ③ NOZZLE KIT (MITI) APPLY ITEMS 1 THRU 9 OWSA 61
- ② NOZZLE ARR APPLY ITEMS 1 THRU 8
- ① NOZZLE KIT APPLY ITEMS 1 THRU 8

NO	DESCRIPTION	DATE
9	MITI DATA SHEETS	339A6482
8	INSTR, WELDING VIS ACPT	307A9466
7	WELDING-GENL SPEC	P8A-K01
6	NOZZLE DIA CHECK	P8T5818
5	NOZZ AND DIAPH GAP CHECK	P8T100B2
4	INSTR ASSY - TUBE/FITTING	215A4435
3	INSTR ASSY - TC	287A7886
2	AREA AND HARMONIC SPEC	314A5150
1	APLD PRAC, GENL MACH	348A9200
IT	NOMENCLATURE IDENT	

REV	REV STATUS	OF SHEETS
3	2	1

DIMENSIONS ARE IN INCHES		SIGNATURES		DATE
2 PL DECIMALS ±		DRN: SURESHWARISH		02-07-31
3 PL DECIMALS ±		CHKD: SELVAN KANDA		02-08-01
FRACTIONS ±		ENGR: OLEN A. MCHILLAN		02-08-05
		ISSD: T.D. HAYES		02-11-11
		APP: MICHAEL E. BERNARD		02-08-06
		QUAL: MICHAEL E. BERNARD		02-08-06

APPLIED PRACTICES 348A9200

GE Power Generation

NOZZLE ARR, TURB-STG 3

FIRST MADE FOR ML-7A1WFAJ-9 1409

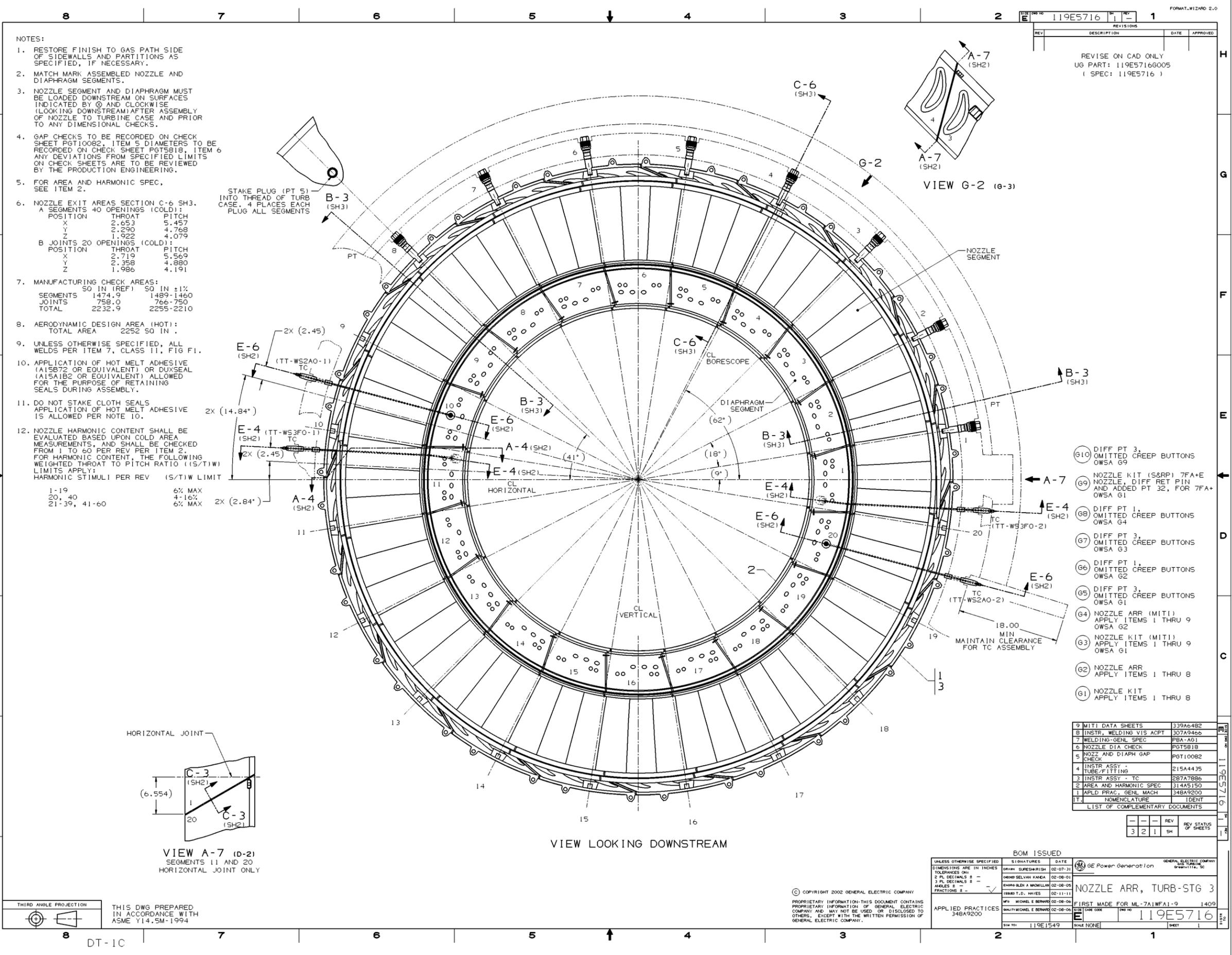
119E5716

THIRD ANGLE PROJECTION

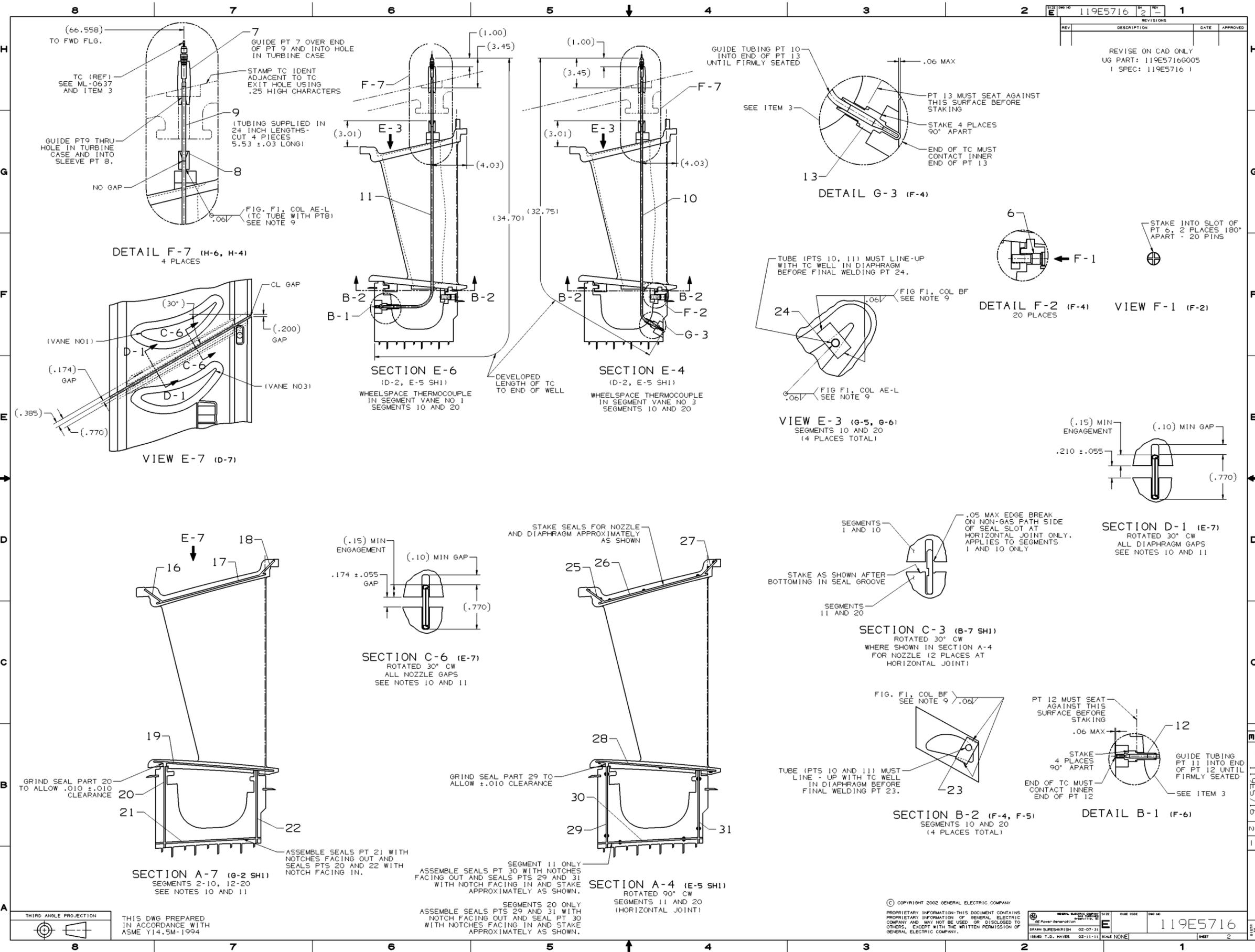
THIS DWG PREPARED IN ACCORDANCE WITH ASME Y14.5M-1994

© COPYRIGHT 2002 GENERAL ELECTRIC COMPANY

PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.



REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
1	REVISE ON CAD ONLY UG PART: 119E5716005 (SPEC: 119E5716)		

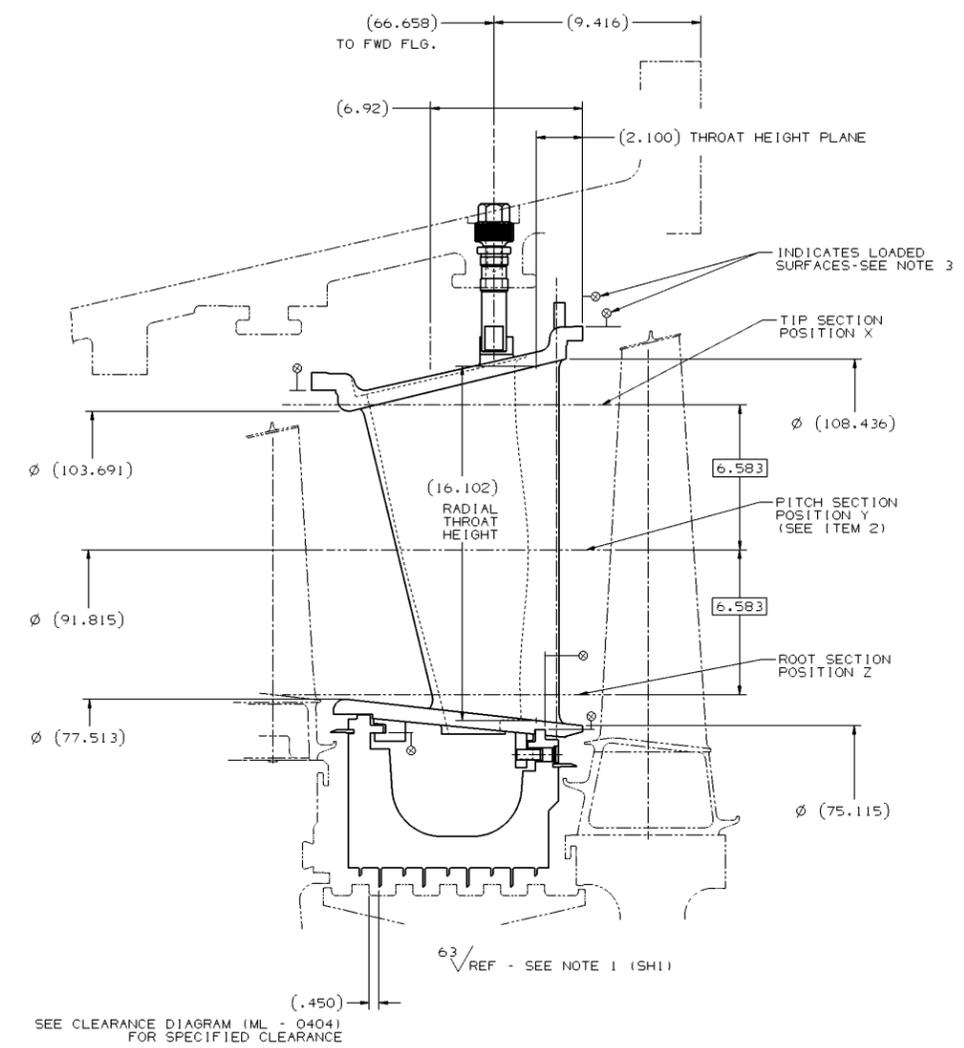


THIRD ANGLE PROJECTION

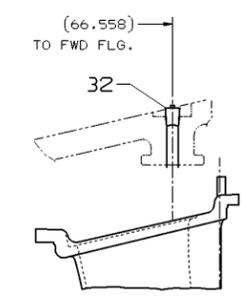
THIS DWG PREPARED IN ACCORDANCE WITH ASME Y14.5M-1994

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
1			

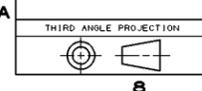
REVISE ON CAD ONLY
 UG PART: 119E5716G005
 (SPEC: 119E5716)



SECTION C-6 (F-4 SH1)



SECTION B-3 (E-2, E-5 SH1)
 PRESSURE TAP
 (SEGMENTS 1 AND 8)
 APPLIES TO G9 AND G10 ONLY

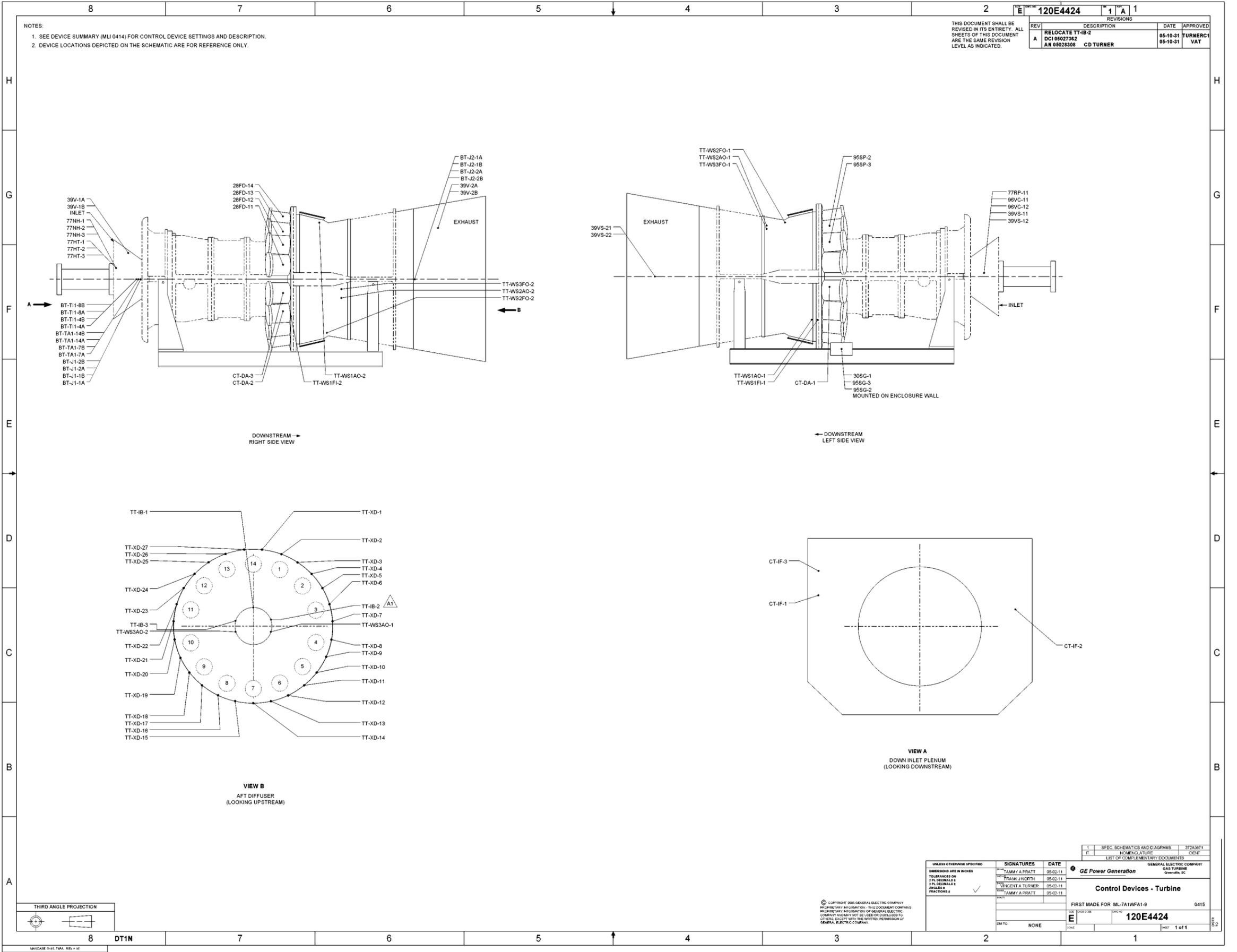


THIS DWG PREPARED
 IN ACCORDANCE WITH
 ASME Y14.5M-1994

© COPYRIGHT 2002 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS
 PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC
 COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO
 OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF
 GENERAL ELECTRIC COMPANY.

119E5716	3	1
ISSUED T.D. HAYES 02-11-11	SCALE NONE	SHEET 3

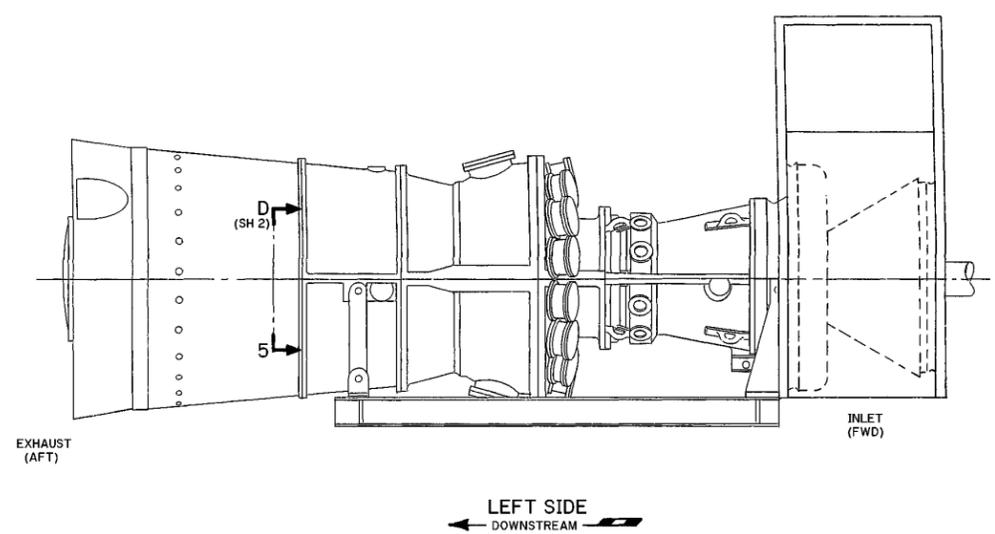
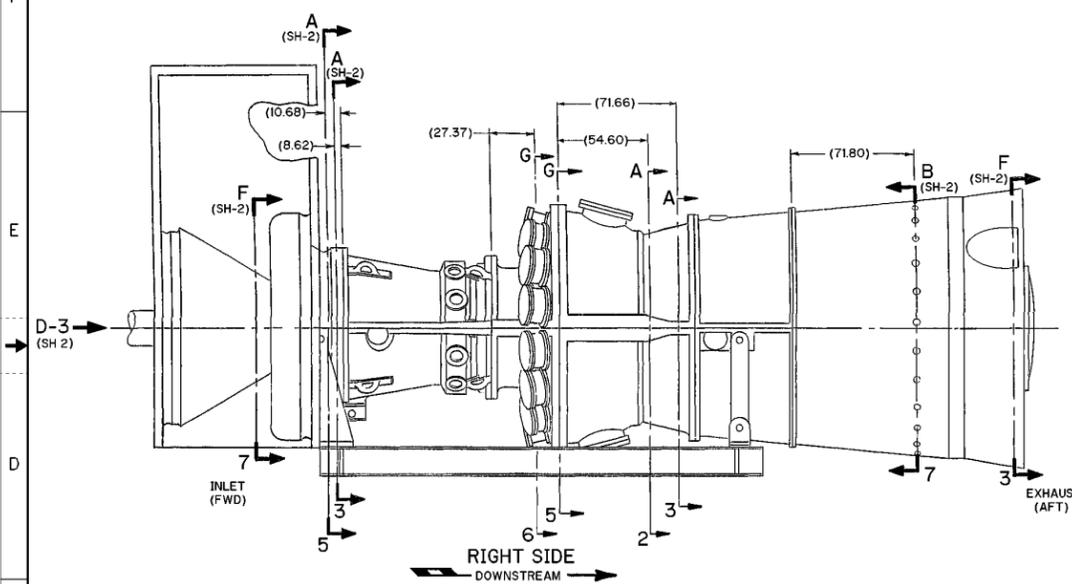
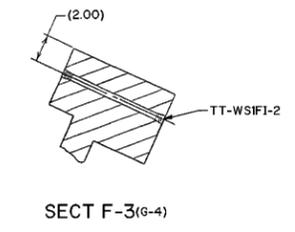
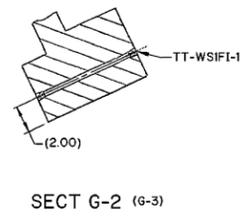
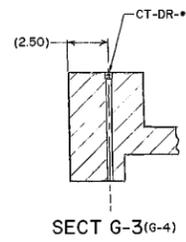
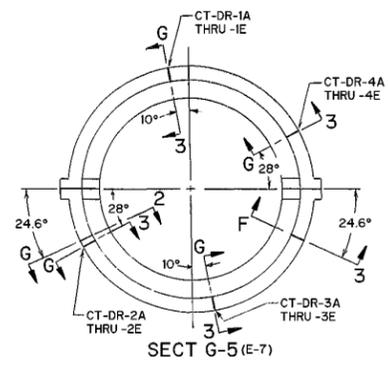
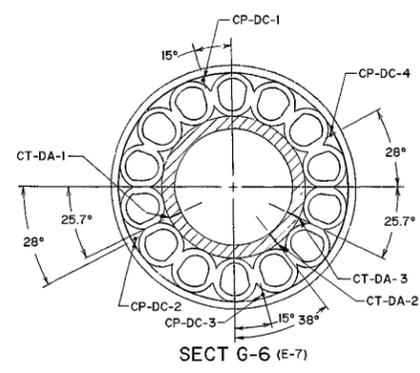
119E5716 3 1



REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED

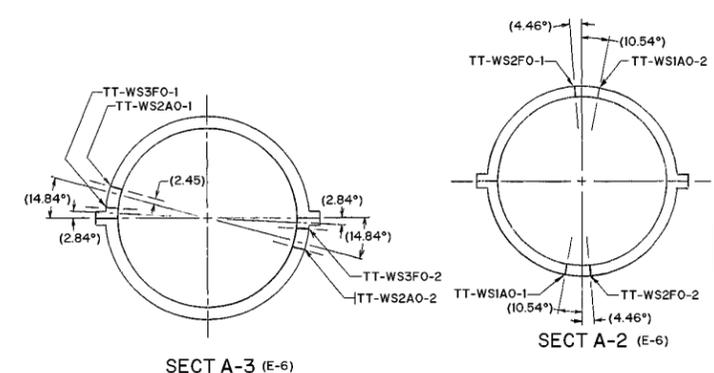
THIS DRAWING TO BE REVISED ON FORMTEK ONLY

- NOTES:
- THIS DRAWING DESCRIBES THE PROVISIONS MADE FOR TAKING TEST MEASUREMENTS. THESE PROVISIONS CONSIST GENERALLY OF EXTERNALLY ACCESSIBLE HOLES FOR THE INSERTION OF TEMPERATURE OR PRESSURE PROBES.
 - NO RECORDING DEVICES ARE INCLUDED. NO SENSORS ARE PROVIDED EXCEPT IN THOSE CASES WHERE A PROBE CANNOT BE INSERTED FROM THE OUTER CASING. IN SUCH CASES, AN EXTERNALLY ACCESSIBLE CONNECTION POINT IS PROVIDED.
 - SEE ML 1103 FOR TURBINE COMPARTMENT CONDUIT ARRANGEMENT.
 - INSTRUMENTATION EXTERNAL TO THE GAS TURBINE UNIT IS NOT INCLUDED.
 - SEE ML 0214 FOR SEISMIC VIBRATION SENSOR LOCATIONS (CUSTOMER AND TEST).



CODE	DESCRIPTION	ML REF	USAGE
CT-IF-1A,1B,2A,2B,3/R	CPRSR TEMP, INLET FLG	0637	CUSTOMER
CP-1A-1 THRU -4	INLET ANNULUS O.D. STATIC PRESS	0801	TEST
FP-1 THRU -4	FLOW PROBE, TOTAL PRESS & ANGLE	0801	TEST
CP-DC-1 THRU -4	CPRSR DISCH STATIC PRESS	0712	
CT-DR-1A THRU-1E	CPRSR DISCH TEMP RAKES	0219	
CT-DR-2A THRU-2E	CPRSR DISCH TEMP RAKES		
CT-DR-3A THRU-3E	CPRSR DISCH TEMP RAKES		
CT-DR-4A THRU-4E	CPRSR DISCH TEMP RAKES	0219	TEST
CT-DA-1, 2, & 3	CPRSR DISCH TEMP	0637	CUSTOMER
BT-T11-4A & 4B	THR BRG METAL TEMP(INACTIVE PAD 4)	1507	CUSTOMER
BT-T12-8A & 8B	THR BRG METAL TEMP(INACTIVE PAD 8)		
BT-TA1-4A & 4B	THR BRG METAL TEMP(ACTIVE PAD 4)		
BT-TA2-8A & 8B	THR BRG METAL TEMP(ACTIVE PAD 8)	1507	
BT-J1-1A & 1B	JRNL BRG METAL TEMP(BRG 1, PAD 1)	0801	
BT-J1-2A & 2B	JRNL BRG METAL TEMP(BRG 1, PAD 2)	0801	
BT-J2-1A & 1B	JRNL BRG METAL TEMP(BRG 2, PAD 1)	1502	
BT-J2-2A & 2B	JRNL BRG METAL TEMP(BRG 2, PAD 2)	1502	
77RP-1	PROX PROBE, KEY PHASOR	0235	
96VC-1 & 2	PROX PROBE, AXIAL (THR BRG)		
39VS-II & I2	PROX PROBE, RADIAL (BRG 1)		
39VS-21 & 22	PROX PROBE, RADIAL (BRG 2)	0235	
TT-WSIFI-1 & 2	TURB TEMP, WHLSP,1ST STG, FWD-INNER	0637	
TT-WSIAO-1 & 2	TURB TEMP, WHLSP, 1ST STG, AFT-OUTER	0637	
TT-WS2FO-1 & 2	TURB TEMP, WHLSP, 2ND STG, FWD-OUTER		
TT-WS2AO-1 & 2	TURB TEMP, WHLSP, 2ND STG, AFT-OUTER		
TT-WS3FO-1 & 2	TURB TEMP, WHLSP, 3RD STG, FWD-OUTER		
TT-WS3AO-1 & 2	TURB TEMP, WHLSP, 3RD STG, AFT-OUTER	0637	CUSTOMER

CODE	DESCRIPTION	ML REF	USAGE
TT-XD-1 THRU-27	TURB TEMP, EXHAUST DUCT	0623	CUSTOMER
TT-IB-1 & 2	TURB TEMP, INNER BARREL	0637	CUSTOMER



ITEM	DESCRIPTION	IDENT. NO.
1	APPLIED PRACTICE, GENERAL	348A9200

REV	REV STATUS
2	SH

© COPYRIGHT 1996 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION—THIS DOCUMENT CONTAINS
 PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC
 COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO
 OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF
 GENERAL ELECTRIC COMPANY.

SIGNATURES		DATE	GENERAL ELECTRIC COMPANY
DESIGNED BY: JASON MULLENBORG	CHECKED BY: S.M. MCMAHAN	96-10-31	Gas Turbine, Greenville, SC
DRAWN BY: ANTHONY THERMOS	APPROVED BY: JASON MULLENBORG	96-10-31	
APPLIED PRACTICES: LARRY LAVOIE	DATE: 96-11-01		

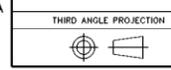
348A9200

INSTRUMENTATION ARR, UNIT

FIRST MADE FOR ML-7A1PFA1-4 0211

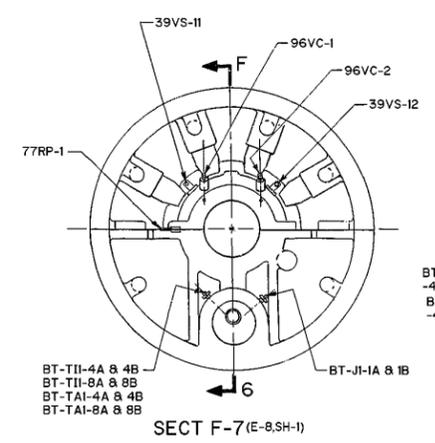
SIZE: E Dwg. No. 112E6677

SCALE: WEIGHT: SHEET: 1

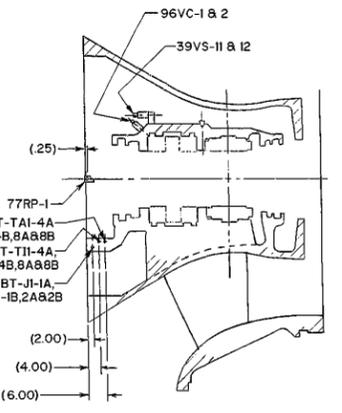


DT-IN

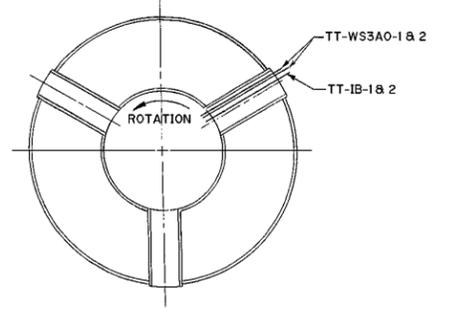
E 112E6677		2 - 1	
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED



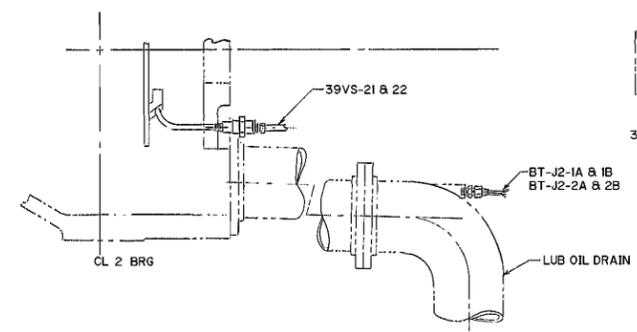
SECT F-7 (E-8, SH-1)



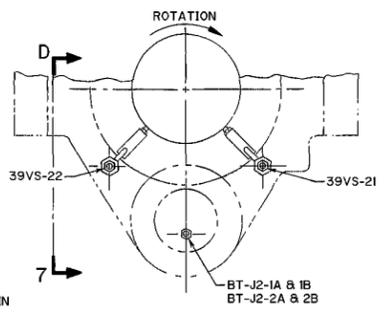
SECT F-6 (H-7)



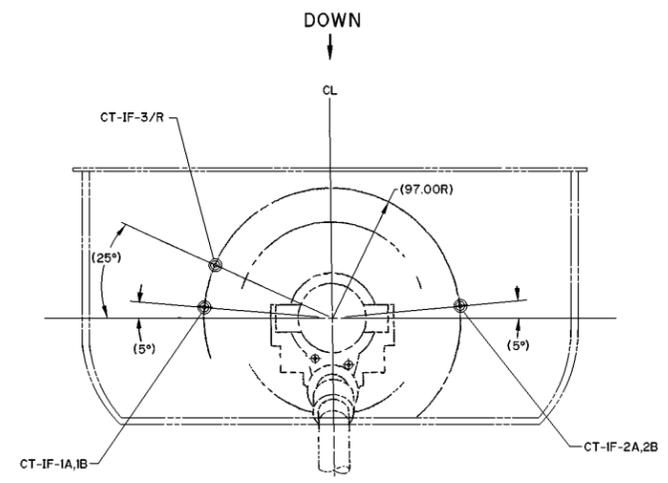
SECT F-3 (E-6, SH-1)



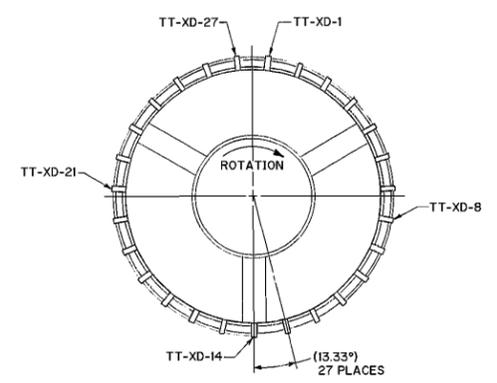
VIEW D-7 (F-5)



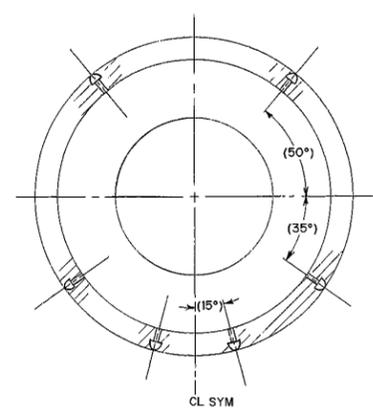
SECT D-5 (E-10, SH-1)
LOOKING UPSTREAM (FWD)



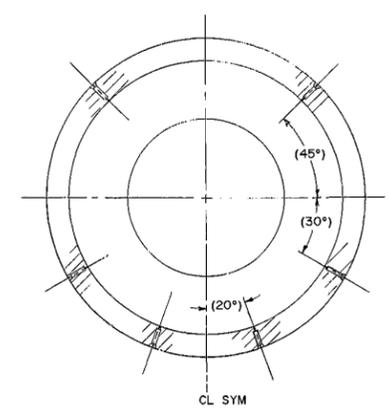
VIEW D-3 (E-8, SH-1)



SECT B-7 (E-6, SH-1)
EXHAUST THERMOCOUPLES, TT-XD-1 THRU 27.
LOOKING UPSTREAM (FWD)



SECT A-5 (D-2, SH-1)
FLOW PROBES (FP-1 THRU 4)
6 HOLES PROVIDED



SECT A-3 (D-2, SH-1)
INLET ANULUS STATIC PRESSURE
(CP-1A-1 THRU 4) 6 HOLES PROVIDED

© COPYRIGHT 1996 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION—THIS DOCUMENT CONTAINS
 PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC
 COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO
 OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF
 GENERAL ELECTRIC COMPANY.

GENERAL ELECTRIC COMPANY	DATE	CAUSE CODE	DWG. NO.
112E6677	E		112E6677
SCALE			SHEET 2

8

7

6

5

↓

4

3

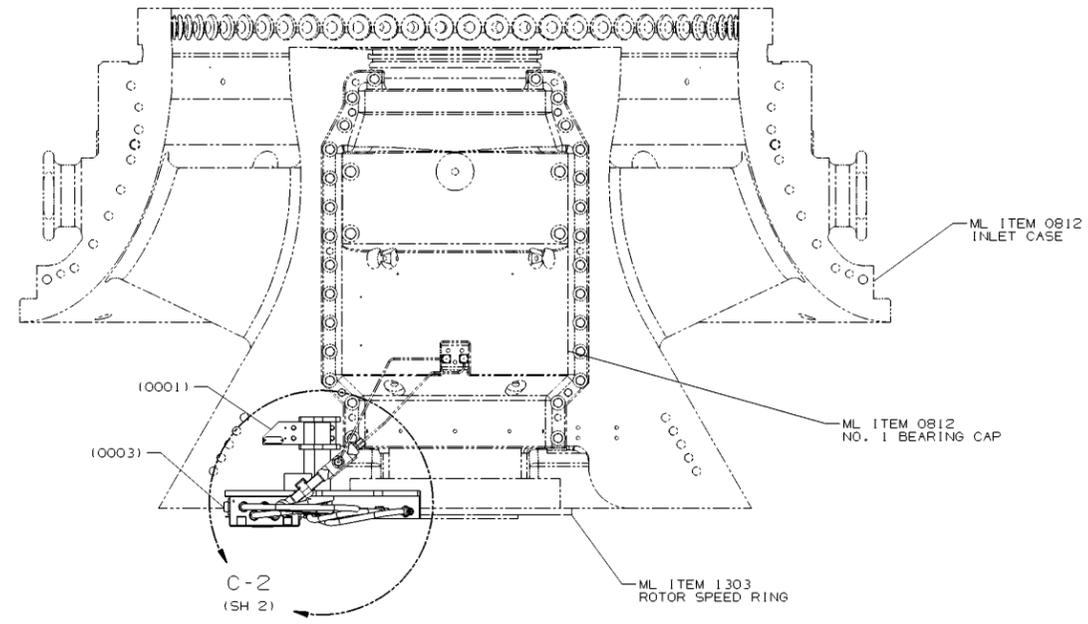
2

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED

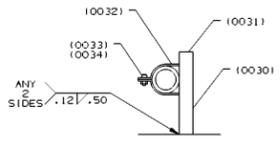
REVISE ON CAD ONLY
UG PART: 133E81076001
(SPEC: 133E8107)

NOTES :

- GENERAL MACHINING APPLIED PRACTICES ARE PER 348A9200.
- TORQUE BOLTS AND STUDS PER 248A4158.
- POSITION ASSEMBLY AGAINST CASING(ML ITEM 0812) WITH FRAME ASSEMBLY POSITIONED AS SHOWN TO SPEED RING(ML ITEM 1303) IN DETAIL C-6(SH 2). MOUNT ASSEMBLY WITH ASSOCIATED HARDWARE AS SHOWN IN DETAIL C-2(SH 2) AND DOWEL ITEM(INS09P02532) TO CASING.
- AFTER ASSEMBLY PER NOTE 2, LOOSEN FITTINGS PRIOR TO FINAL GAP ADJUSTMENT OF 7ZHT-1 THRU-3 AND 7ZNH-1 THRU-3 AS SHOWN. TORQUE PICKUP JAM NUTS AND FITTINGS AFTER FINAL ADJUSTMENTS AS SHOWN PER DETAIL C-6(SH 2).
- SEE COMPLEMENTARY DOC IT 2, SECT 2.1 FOR APPLICATION OF ANTI SEIZE COMPOUND, PART #287A1397P001.
- LABELS MUST BE APPLIED TO A CLEAN (OIL FREE) AND DRY SURFACE. A ROLLER SHOULD BE USED TO ENSURE PROPER ADHESION.
- THE LOCK NUTS SUPPLIED WITH PARTS 286A6222P001, 286A6223P001 AND 286A6224P001 MUST BE INSTALLED. THE LOCKNUT IS USED FOR ANTI-ROTATION PURPOSES.
- ALL CONDUIT PARTS AND SUPPORTS ARE ACCUMULATED WITH RUN CALLOUTS [XXX], AND DEVICES XXX, AND JUNCTION BOXES JBXXX. ITEM NUMBERS LOCATED INDIVIDUALLY (XXX) ARE FOR REFERENCE AND ARE NOT ACCUMULATED ON THE BILL OF MATERIAL.
- WHEN BUILDING UP ASSEMBLY, ENSURE FLEXIBLE CONDUIT RUNS ARE INSTALLED AS SHOWN. SEE DETAIL C-2 (SH 2). CONDUIT SHOULD NOT EXCEED DIMENSION SHOWN TO AVOID INTERFERENCE WITH FIELD INSTALLED EQUIPMENT.
- BEND LOCKPLATE (0037) OVER BOLT (0022) AND OVER EDGE OF BRACKET TO LOCK BOLT IN PLACE.
- MOUNT NAMEPLATE (0035) BY DRILLING 2 X .144" DIAMETER HOLES AT LEAST .5" DEEP. USE DRIVE SCREW (0036) TO SECURE NAMEPLATE TO BRACKET. PLACE NAMEPLATE AS SHOWN.

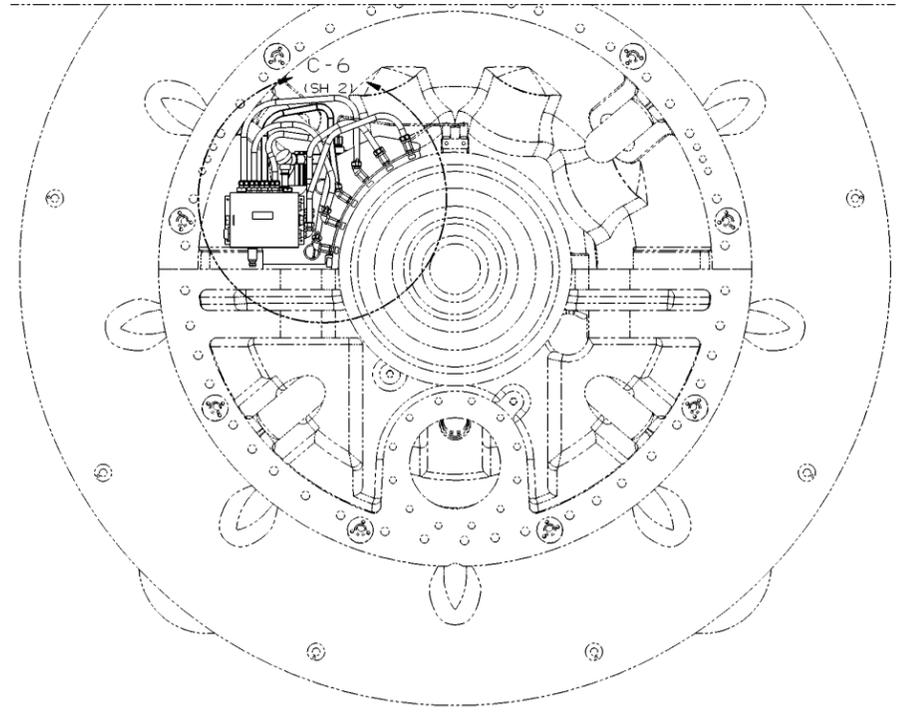


TOP HALF OF INLET CASING, ML ITEM 0812
REMOVED FOR CLARITY



DETAIL	BV05
SIZE	1.00
CLAMP	0032

SUPPORT DETAILS



VIEW LOOKING DOWNSTREAM

61 QUILT MOUNT W/.75-20UNEF-2B

3	APLD PRAC, QND	287A1300
2	BLT & STUD TORQUING	248A4158
1	APLD PRAC, GENL MACH	348A9200
IT	NOMENCLATURE IDENT	

REV	REV STATUS OF SHEETS
3	21 SH

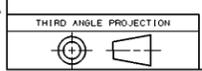
BOM ISSUED

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE	GE Power Generation
DIMENSIONS ARE IN INCHES	DRIVEN CD TURNER	05-11-17	
TOLERANCES UNL	DRIVEN CDH ADAMS	05-11-17	
2 PL DECIMALS ±	DRIVEN CDH TMM	05-11-18	
3 PL DECIMALS ±	ISSUED CD TURNER	05-11-18	
ANGLES ±			
FRACTIONS ±			

APPLIED PRACTICES 348A9200

PICKUP ARR
MAGNETIC-HIGH PRESSURE
FIRST MADE FOR ML-7A1WFA1-9 0546

133E8107



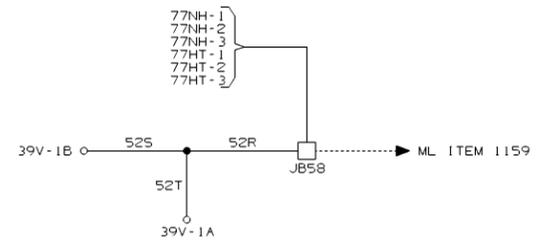
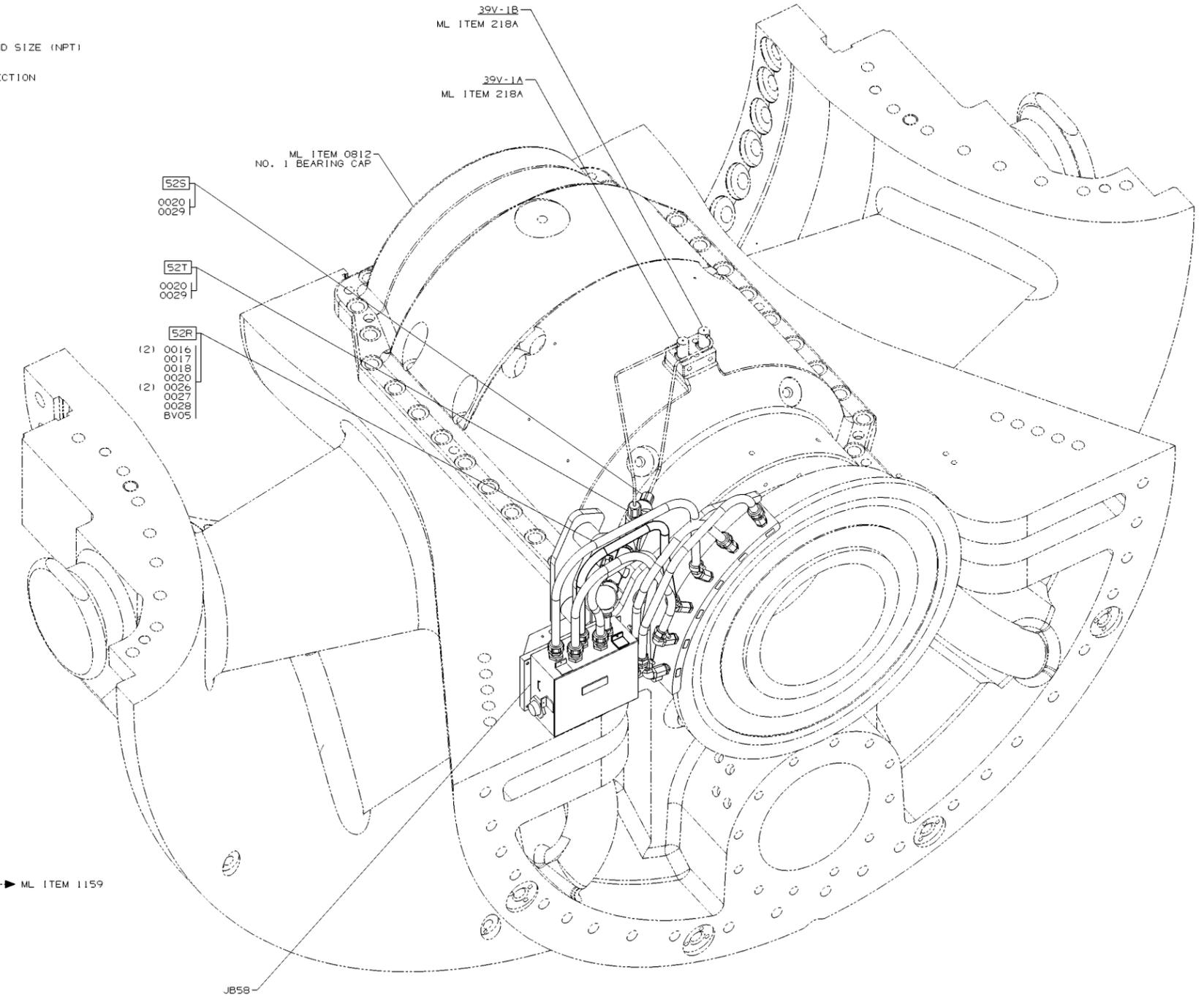
DT-1N

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED

REVISE ON CAD ONLY
 UG PART: 133E8107G001
 (SPEC: 133E8107)

SCHEMATIC KEY

- JUNCTION BOX MOUNTED ON ANOTHER ML ITEM
- JUNCTION BOX MOUNTED ON THIS ML ITEM
- JB20A JUNCTION BOX DESIGNATION
- 56J 1.50 CONDUIT RUN DESIGNATION AND SIZE (NPT)
- CONDUIT/BOX/DEVICE INTERSECTION
- ELECTRICAL DEVICE
- 20TW-1 ELECTRICAL DEVICE CODE
- ⊙ WALL PENETRATION
- 9504 INTERFACE NUMBER



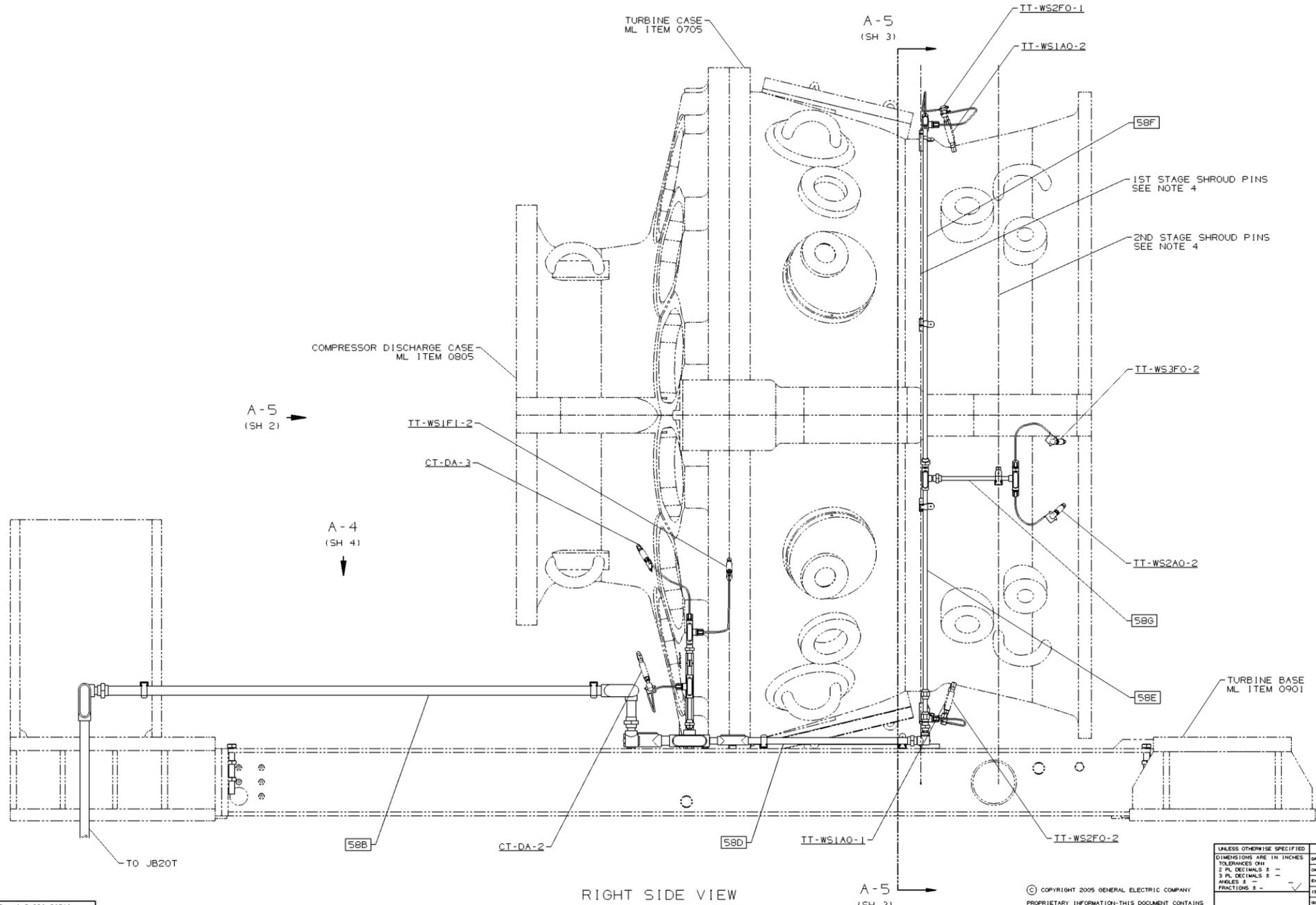
CONDUIT SCHEMATIC

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED

REVISE ON CAD ONLY
 UG PART: SD7079-1118-A0001
 (SPEC: 136E5046)

H
G
F
E
D
C
B
A

- NOTES :
- FOR THERMOCOUPLES AND LOCATIONS SEE REMOVABLE THERMOCOUPLE ASSEMBLY ML ITEM 0637.
 - ALL THERMOCOUPLE LEADS TO HAVE 3.0 MINIMUM BEND RADIUS.
 - INSTALL 0035 PACKING GLAND IN LIEU OF PACKING GLAND SUPPLIED WITH 0034.
 - USE PART 0027 (BOLT) TO SECURE PART 0001 (BRACKET) TO SHROUD PINS ON TURBINE CASE.
 - STRUCTURAL WELDS ARE PER PBA-AG1, FIGURE PER APPENDIX III, FILLER METAL COLUMN AA PER APPENDIX II.
 - CONDUIT SUPPORT MATERIAL FURNISHED IN 10 FT LENGTHS, GE PART NO. 258A4803P045. INSTALLER TO CUT TO LENGTH TO SUIT APPLICATION.
 - DRAIN TEE SHOULD BE LOCATED AT LOWEST POINT IN EXTERIOR CONDUIT RUN.
 - SUB-ASSEMBLY BOMS ARE NOTED BY 1000 SERIES FIND NUMBERS. PIECE PARTS ARE NOTED BY 0000 SERIES FIND NUMBERS.



RIGHT SIDE VIEW

(61)

4	INSTR, CND SEG	349A6981
3	APLD PRAC, CND	287A1300
2	WELDING-GENL SPEC	PBA-AG1
1	APLD PRAC, GENL MACH	348A9200
IT	NOMENCLATURE IDENT	

LIST OF COMPLEMENTARY DOCUMENTS

REV	REV STATUS OF SHEETS
9	8
7	6
5	4
3	2
1	SH

BOM ISSUED

SIGNATURES	DATE
DRW: DUMSELMAN S	05-12-12
CHKD: S. EDWARDS	05-12-12
ENGR: VINCE TURNER	05-12-14
TRD: S. EDWARDS	05-12-14

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED:
 DIMENSIONS ARE IN INCHES
 TOLERANCES ON 1 2 PL DECIMALS ± 0.005 3 PL DECIMALS ± 0.0005 ANGLES ± 0.01 FRACTIONS ± 0.0005

APPLIED PRACTICES 348A9200

GE Power Generation

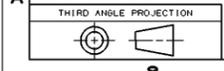
CONDUIT ARR, WHEEL SPACE THERMOCOUPLES

FIRST MADE FOR ML-7A1WFA1-9 1118

136E5046

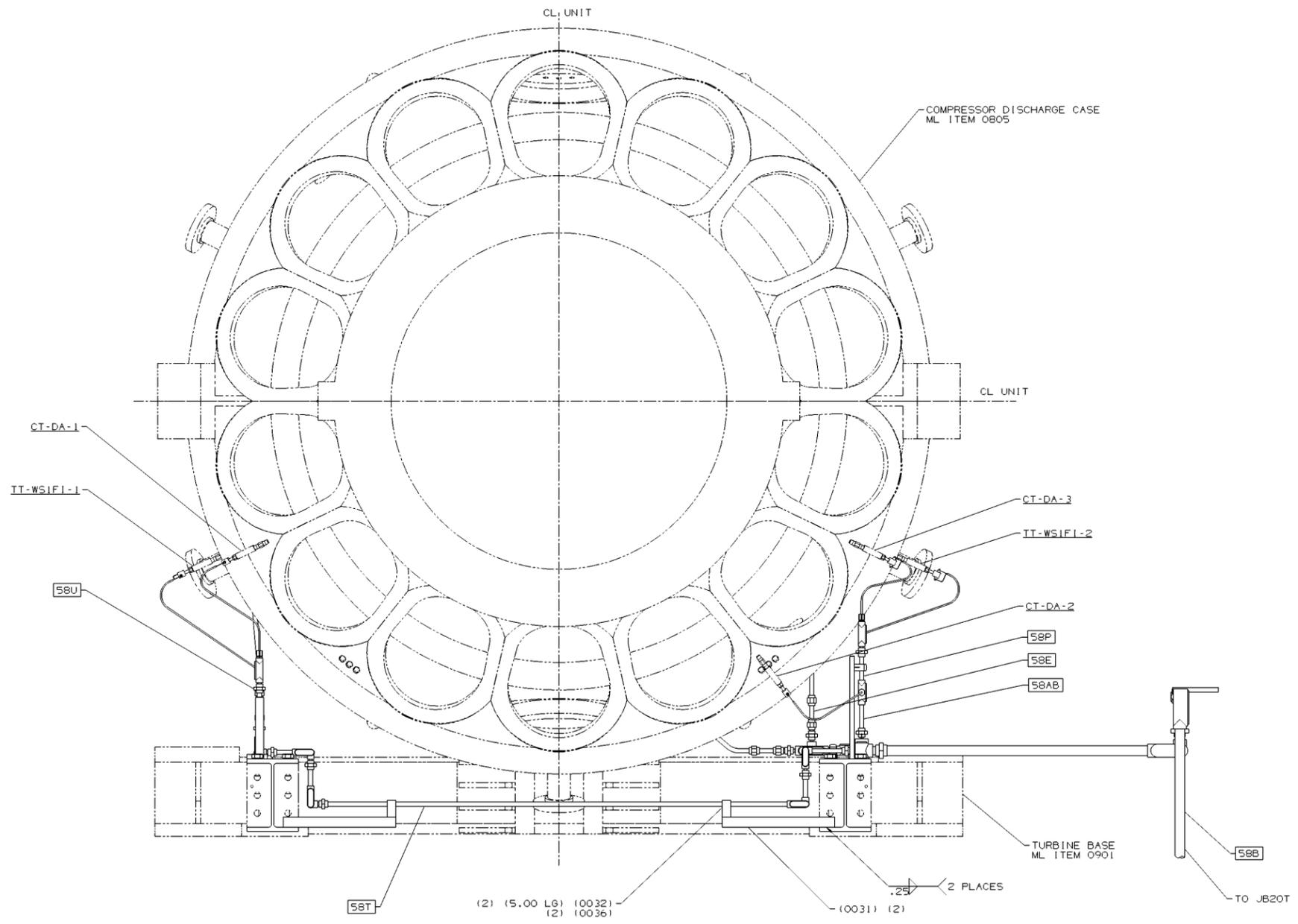
131E3228

© COPYRIGHT 2005 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.



REVISIONS			
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED

REVISE ON CAD ONLY
 UG PART: SD7079-1118-A0001
 (SPEC: 136E5046)



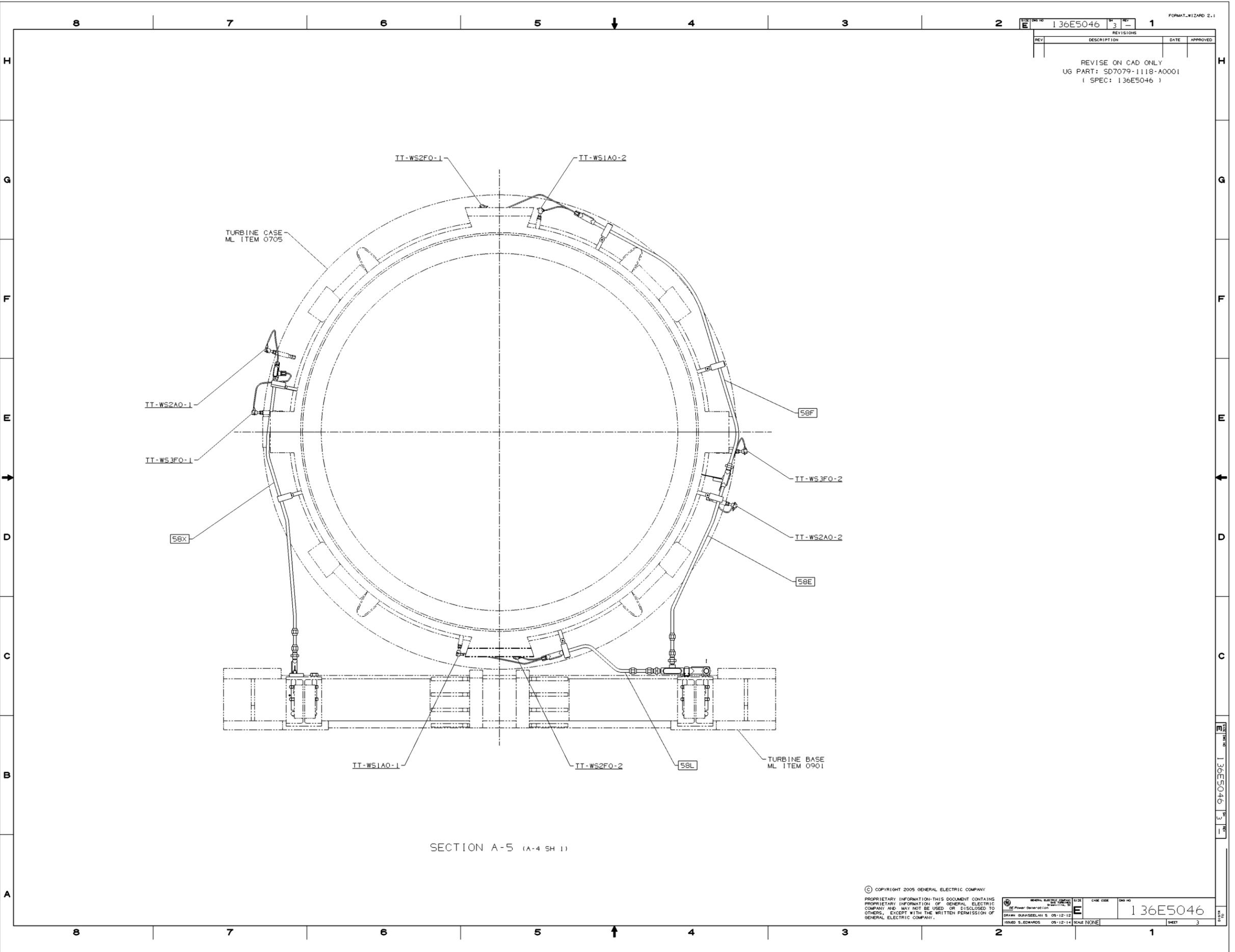
VIEW A-5 (D-7 SH 1)

© COPYRIGHT 2005 GENERAL ELECTRIC COMPANY

PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS
 PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC
 COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO
 OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF
 GENERAL ELECTRIC COMPANY.

GENERAL ELECTRIC COMPANY	SIZE	CAGE CODE	REV NO
Power Generation	E		136E5046
DRAWN OUNASSELANI 5	05-12-12		
ISSUED S. EDWARDS	05-12-14	SCALE NONE	SHEET 2

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
1	REVISE ON CAD ONLY		
2	UG PART: SD7079-1118-A0001		
3	(SPEC: 136E5046)		



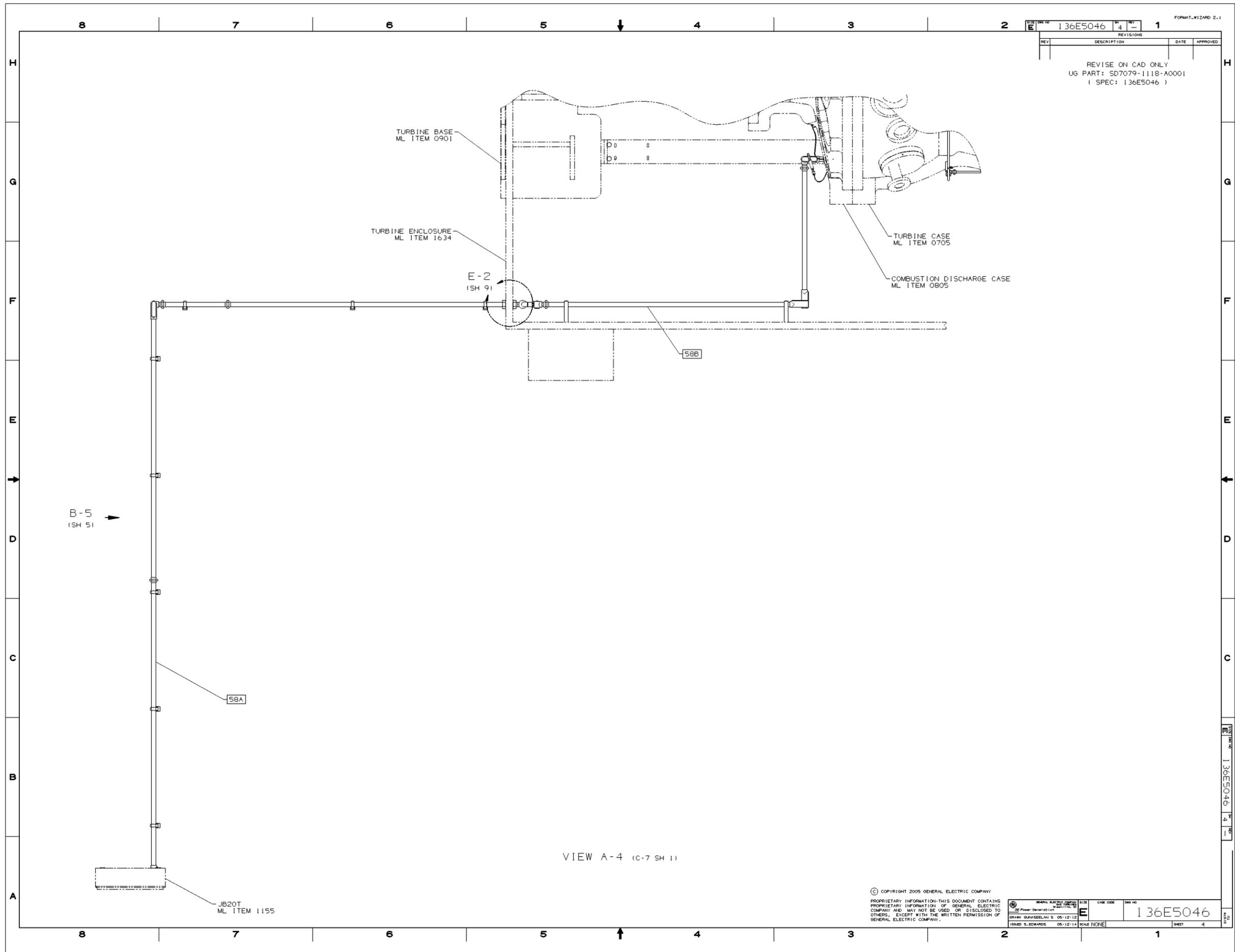
SECTION A-5 (A-4 SH 1)

© COPYRIGHT 2005 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION: THIS DOCUMENT CONTAINS
 PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC
 COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO
 OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF
 GENERAL ELECTRIC COMPANY.

GENERAL ELECTRIC COMPANY	136E5046	3	1
POWER SYSTEMS GROUP	136E5046	3	1
DESIGNED BY: S. EDWARDS	05-12-14	SCALE: NONE	
136E5046		SHEET	3

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED

REVISE ON CAD ONLY
 UG PART: SD7079-1118-A0001
 (SPEC: 136E5046)



VIEW A-4 (C-7 SH 1)

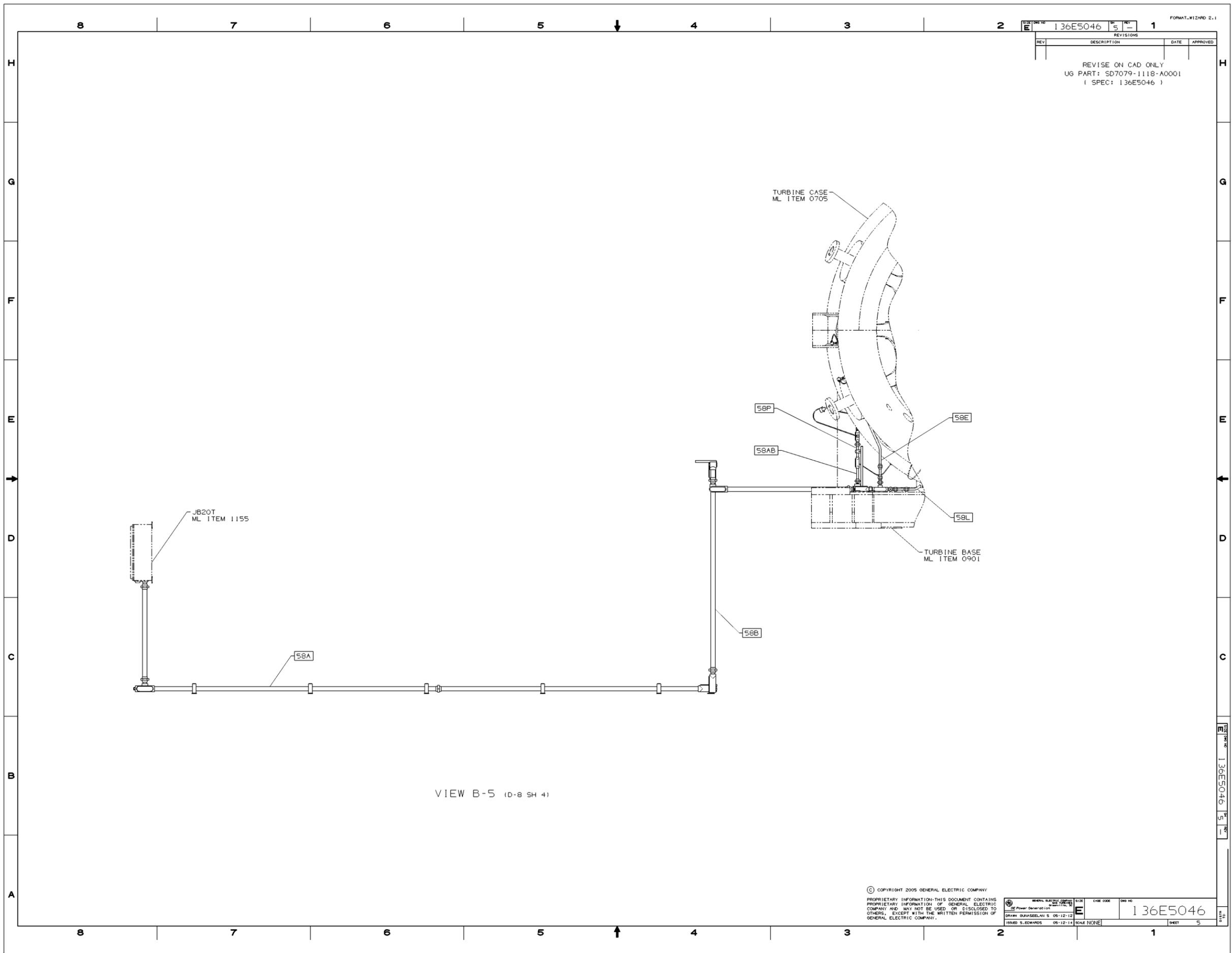
© COPYRIGHT 2005 GENERAL ELECTRIC COMPANY

PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS
 PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC
 COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO
 OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF
 GENERAL ELECTRIC COMPANY.

GENERAL ELECTRIC COMPANY	SIZE	CAGE CODE	ORG NO
Power Generation	E		136E5046
DRAWN QUANSELLATI S	05-12-12		
ISSUED S. EDWARDS	05-12-14	SCALE NONE	SHEET 4

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
1			

REVISE ON CAD ONLY
 UG PART: SD7079-1118-A0001
 (SPEC: 136E5046)



VIEW B-5 (D-8 SH 4)

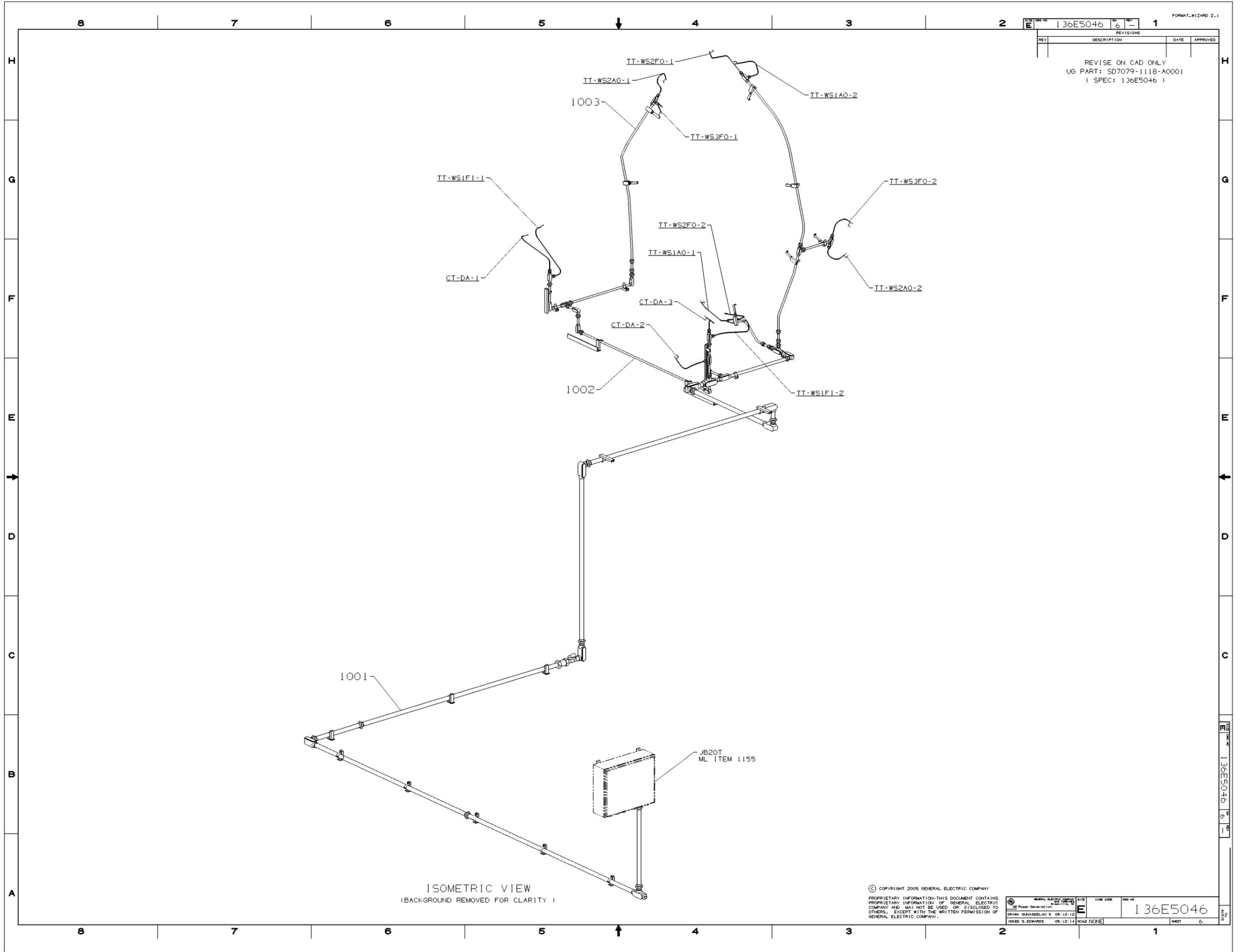
© COPYRIGHT 2005 GENERAL ELECTRIC COMPANY

PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS
 PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC
 COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO
 OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF
 GENERAL ELECTRIC COMPANY.

136E5046	5	1
136E5046	5	1
136E5046	5	1

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
1			

REVISE ON CAD ONLY
UG PART: SD7079-1118-A0001
(SPEC: 136E5046)



ISOMETRIC VIEW
(BACKGROUND REMOVED FOR CLARITY)

© COPYRIGHT 2005 GENERAL ELECTRIC COMPANY

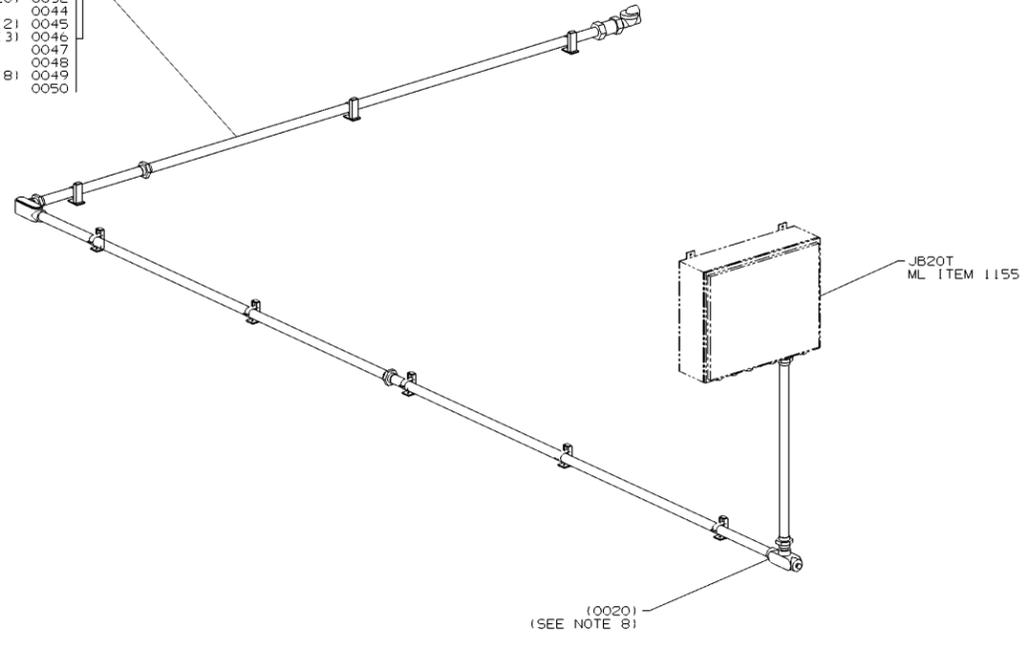
PROPRIETARY INFORMATION: THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.

GENERAL ELECTRIC COMPANY	SIZE	CAGE CODE	DWG NO
136E5046	E		136E5046
DATE: 03/08/2005 09:12:12	SCALE: NONE		SHEET 6

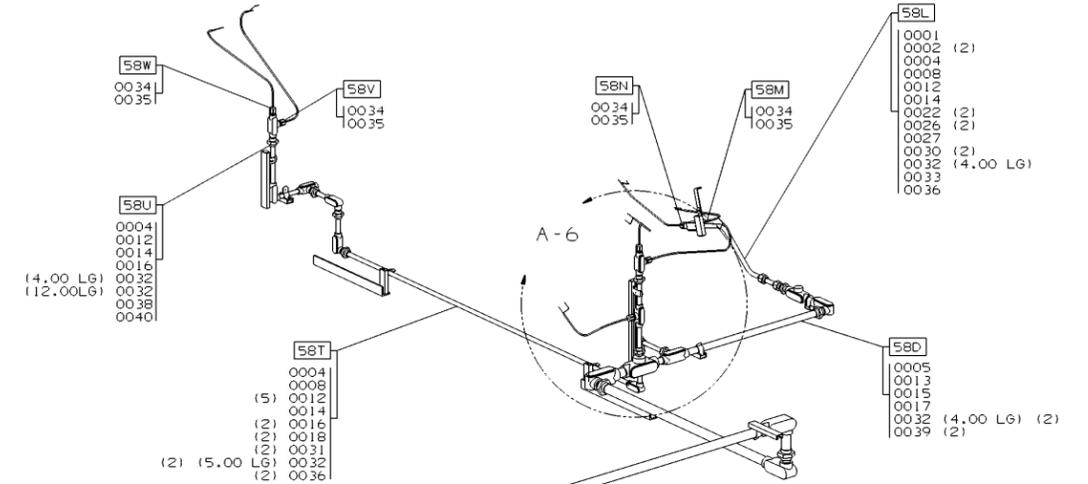
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
7			

REVISE ON CAD ONLY
 UG PART: SD7079-1118-A0001
 (SPEC: 136E5046)

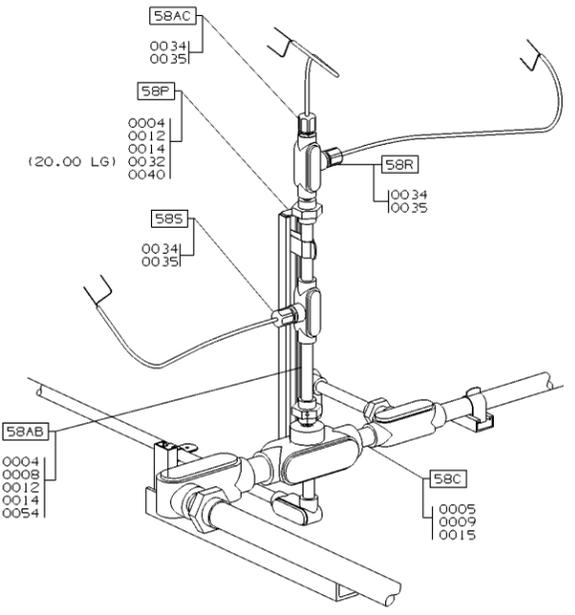
- 58A**
- (8) 0006
 - (8) (4.00 LG) 0032
 - 0044
 - (2) 0045
 - (3) 0046
 - 0047
 - 0048
 - (8) 0049
 - 0050



1001 SUB-ASSEMBLY
(TRUNK RUN 58A)



1002 SUB-ASSEMBLY
(LOW WHL SP TC CONNECTION)

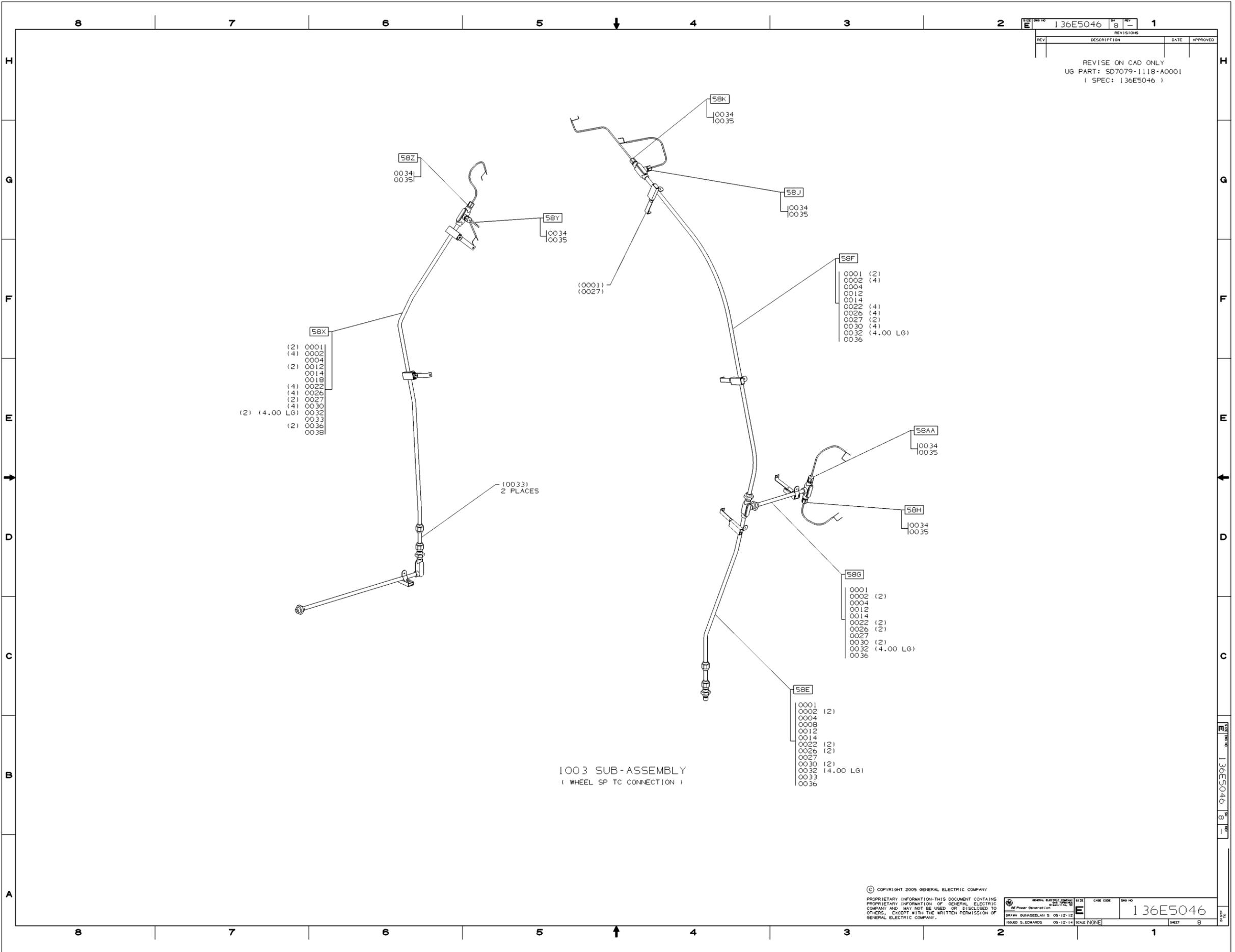


DETAIL A-6 (E-2)

© COPYRIGHT 2005 GENERAL ELECTRIC COMPANY

PROPRIETARY INFORMATION: THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.

GENERAL ELECTRIC COMPANY	SIZE	CAGE CODE	DWG NO
136E5046	E		136E5046
DESIGNED BY: S. EDWARDS	DATE: 05-12-12	SCALE: NONE	SHEET 7



REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
1	REVISE ON CAD ONLY UG PART: SD7079-1118-A0001 (SPEC: 136E5046)		

- 58X
- (2) 0001
 - (4) 0002
 - 0004
 - (2) 0012
 - 0014
 - 0018
 - (4) 0022
 - (4) 0026
 - (2) 0027
 - (4) 0030
 - (2) (4.00 LG) 0032
 - 0033
 - (2) 0036
 - 0038

- 58F
- 0001 (2)
 - 0002 (4)
 - 0004
 - 0012
 - 0014
 - 0022 (4)
 - 0026 (4)
 - 0027 (2)
 - 0030 (4)
 - 0032 (4.00 LG)
 - 0036

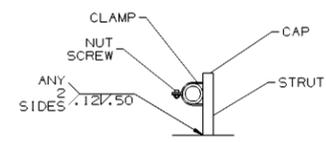
- 58G
- 0001
 - 0002 (2)
 - 0004
 - 0012
 - 0014
 - 0022 (2)
 - 0026 (2)
 - 0027
 - 0030 (2)
 - 0032 (4.00 LG)
 - 0036

- 58E
- 0001
 - 0002 (2)
 - 0004
 - 0008
 - 0012
 - 0014
 - 0022 (2)
 - 0026 (2)
 - 0027
 - 0030 (2)
 - 0032 (4.00 LG)
 - 0033
 - 0036

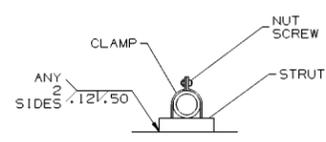
1003 SUB-ASSEMBLY
(WHEEL SP TO CONNECTION)

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED

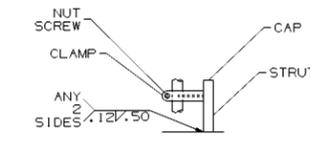
REVISE ON CAD ONLY
UG PART: SD7079-1118-A0001
(SPEC: 136E5046)



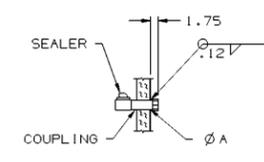
SIZE	.50	1.00	1.50	2.00	2.50
FIND NO.	0036	0037	XXXX	XXXX	XXXX



SIZE	.50	1.00	1.50	2.00	2.50
FIND NO.	0038	0039	XXXX	XXXX	XXXX



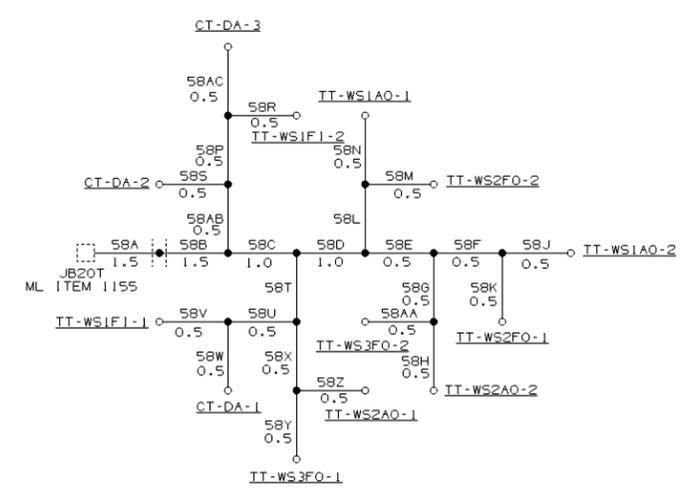
SIZE	.50	1.00	1.50	2.00	2.50
FIND NO.	0040	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX



SIZE	FIND NO	Ø A
1.00	0041	2.00 ^{+0.03} ₋₀

CONDUIT SUPPORTS
(SEE NOTE 6, SHEET 1)

DETAIL E-2 (F-4 SH 4)
ENCLOSURE WALL PENETRATION



CONDUIT SCHEMATIC

SCHEMATIC KEY

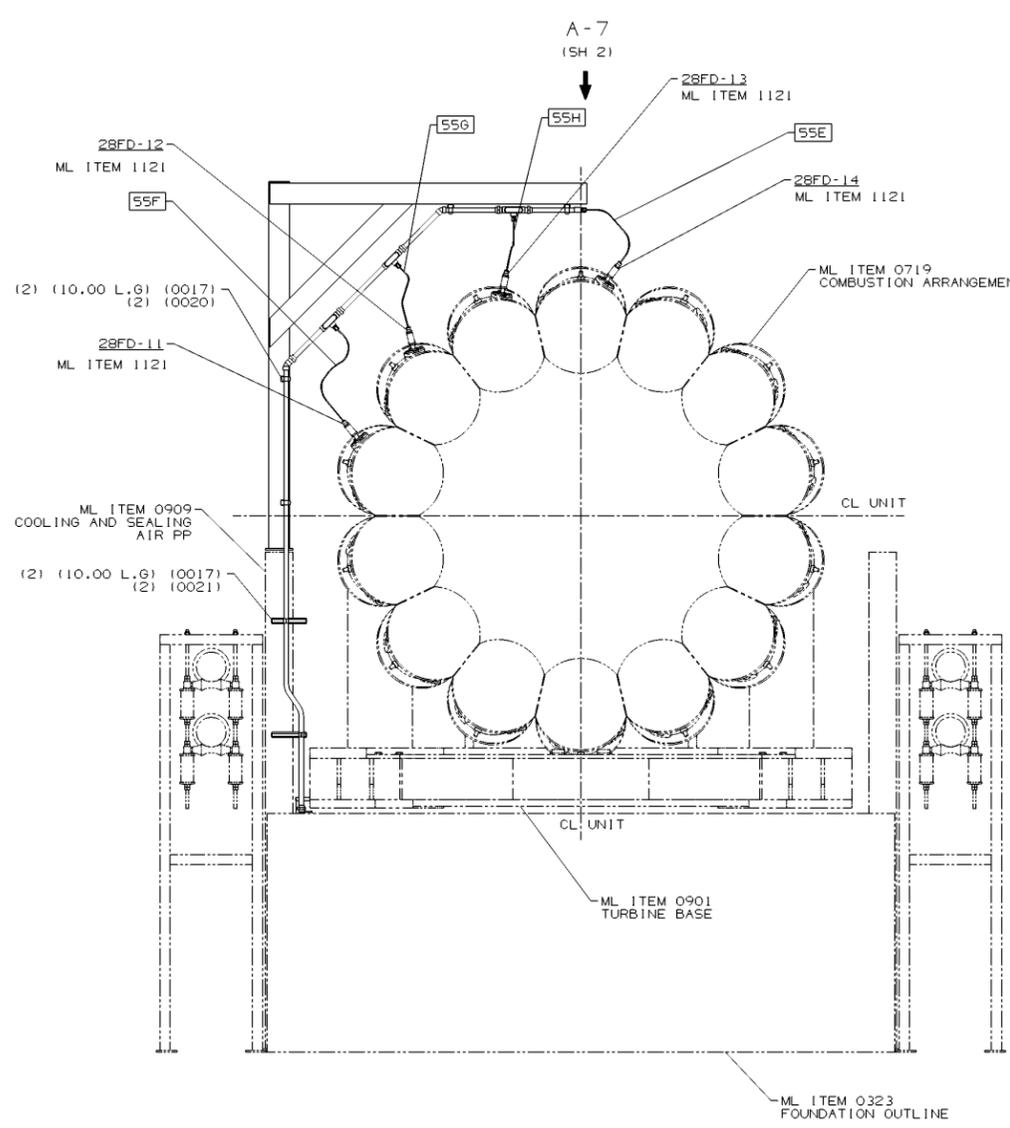
- JUNCTION BOX MOUNTED ON ANOTHER ML ITEM
- JUNCTION BOX MOUNTED ON THIS ML ITEM
- JB20A JUNCTION BOX DESIGNATION
- 56J / 1.50 CONDUIT RUN DESIGNATION AND SIZE (NPT)
- CONDUIT/BOX/DEVICE INTERSECTION
- ELECTRICAL DEVICE
- 20TW-1 ELECTRICAL DEVICE CODE
- ⦿ WALL PENETRATION

© COPYRIGHT 2005 GENERAL ELECTRIC COMPANY

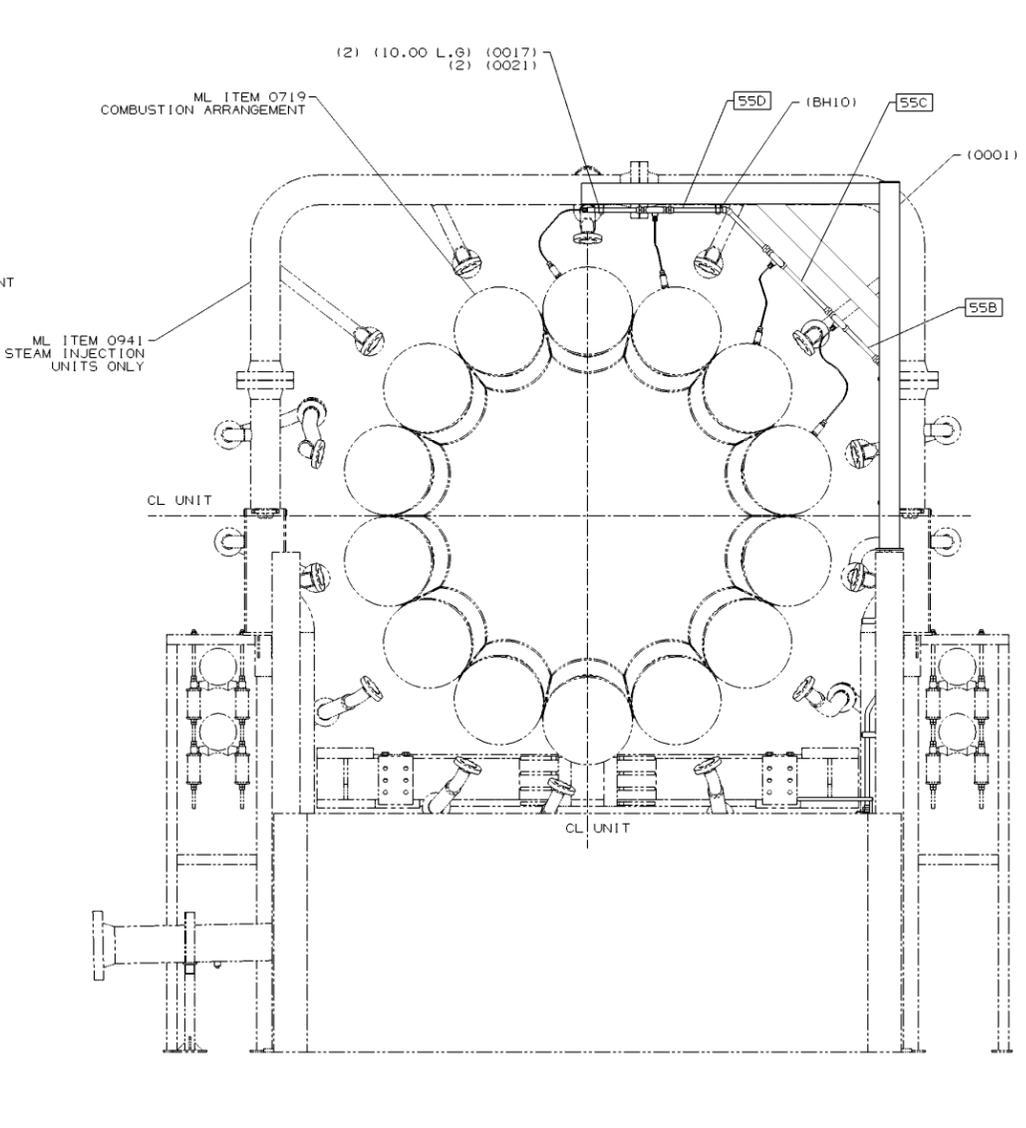
PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.

136E5046	9	1
ISSUED: S. EDWARDS	05-12-14	SCALE: NONE

- NOTES :
1. STRUCTURAL WELDS ARE PER PBA-AG1, FILLER MATERIAL IS PER COLUMN AU UNLESS OTHERWISE SPECIFIED.
 2. SEALING INSTRUCTIONS ARE PER ML ITEM 0475.
 3. ALL CONDUIT PARTS AND SUPPORTS ARE ACCUMULATED WITH RUN CALLOUTS XXX, DEVICES XXX, AND JUNCTION BOXES JBXXX. ITEM NUMBERS LOCATED INDIVIDUALLY (XXX) ARE FOR REFERENCE AND ARE NOT ACCUMULATED ON THE BILL OF MATERIAL.
 4. INSTALL 361A2558P014 PACKING GLAND IN LIEU OF PACKING GLAND SUPPLIED WITH 361A2558P002.
 5. CONDUIT SUPPORT MATERIAL FURNISHED IN 10FT LENGTHS GE PART NO. 258A4803P045. INSTALLER TO CUT LENGTH TO SUIT APPLICATION.
 6. TORQUE BOLTS AND STUDS PER 248A4158.
 7. SUB-ASSEMBLY LEVEL BOM ARE NOTED BY 1000 SERIES FIND NUMBERS, PIECE PARTS ARE NOTED BY 0000 SERISE FIND NUMBERS.



VIEW LOOKING UPSTREAM

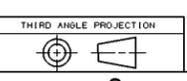


VIEW LOOKING DOWNSTREAM

5 BOLT & STUD TORQUING	248A4158
4 INSTR. CND SEG	349A6981
3 WELDING-GENL SPEC	PBA-AG1
2 APPLD PRAC, CND	287A1300
1 APPLD PRAC, GENL MACH	348A9200
IT.	NOMENCLATURE IDENT

LIST OF COMPLEMENTARY DOCUMENTS

REV	REV STATUS
5 4 3 2 1 SH	OF SHEETS



DT-1N

© COPYRIGHT 2005 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.

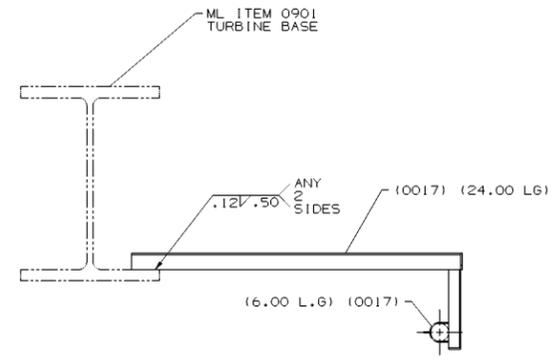
BOM ISSUED

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE
DIMENSIONS ARE IN INCHES	DRAM GUNASELAN S	05-12-12
TOLERANCES ON:	DEVID S. EDWARDS	05-12-12
2 PL DECIMALS ±	EDHORS VINCE TURNER	05-12-14
3 PL DECIMALS ±	ISSUED S. EDWARDS	05-12-14
ANGLES ±		
FRACTIONS ±		

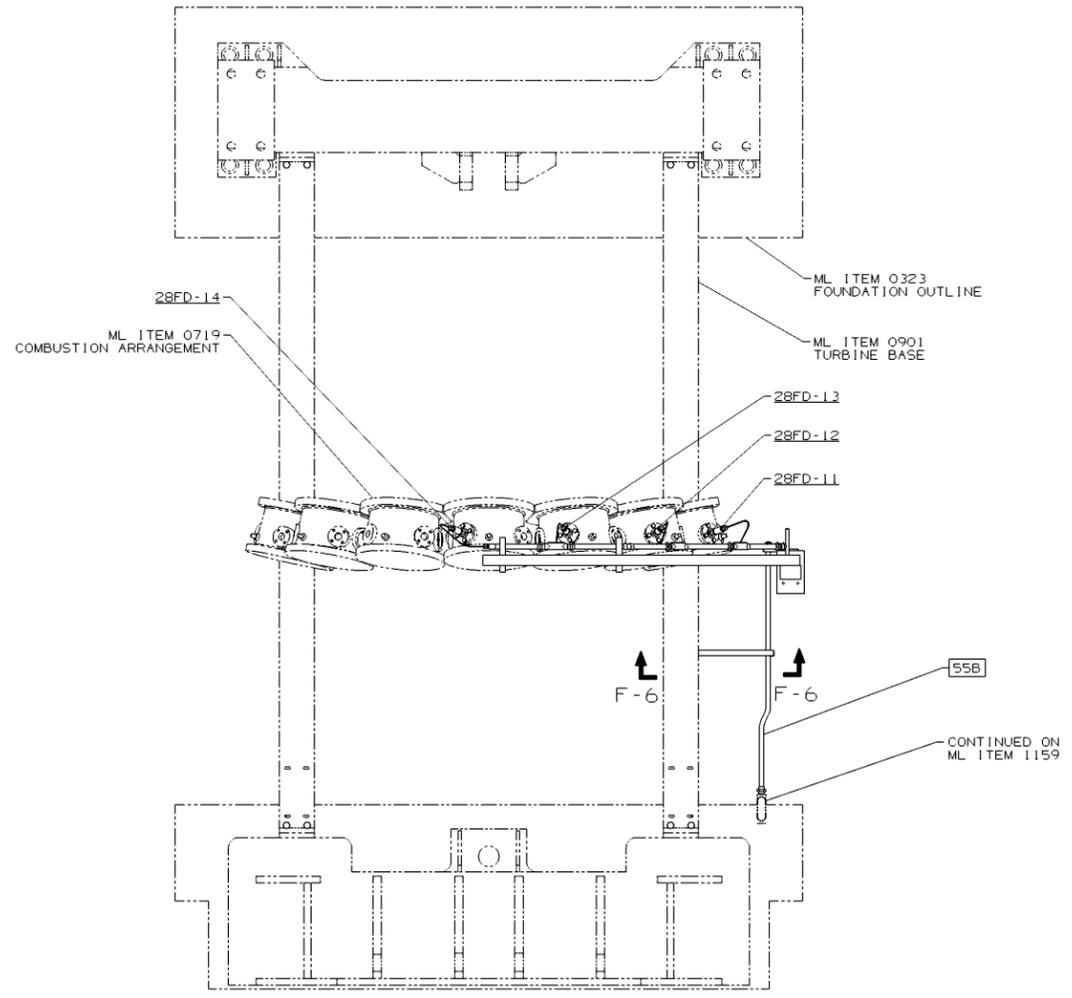
APPLIED PRACTICES 348A9200

GE Power Generation
 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 136E5047
 CONDUIT ARR FLAME DETECTORS
 FIRST MADE FOR ML-7A1WFA1-9 1127
 136E5047
 SHEET 1

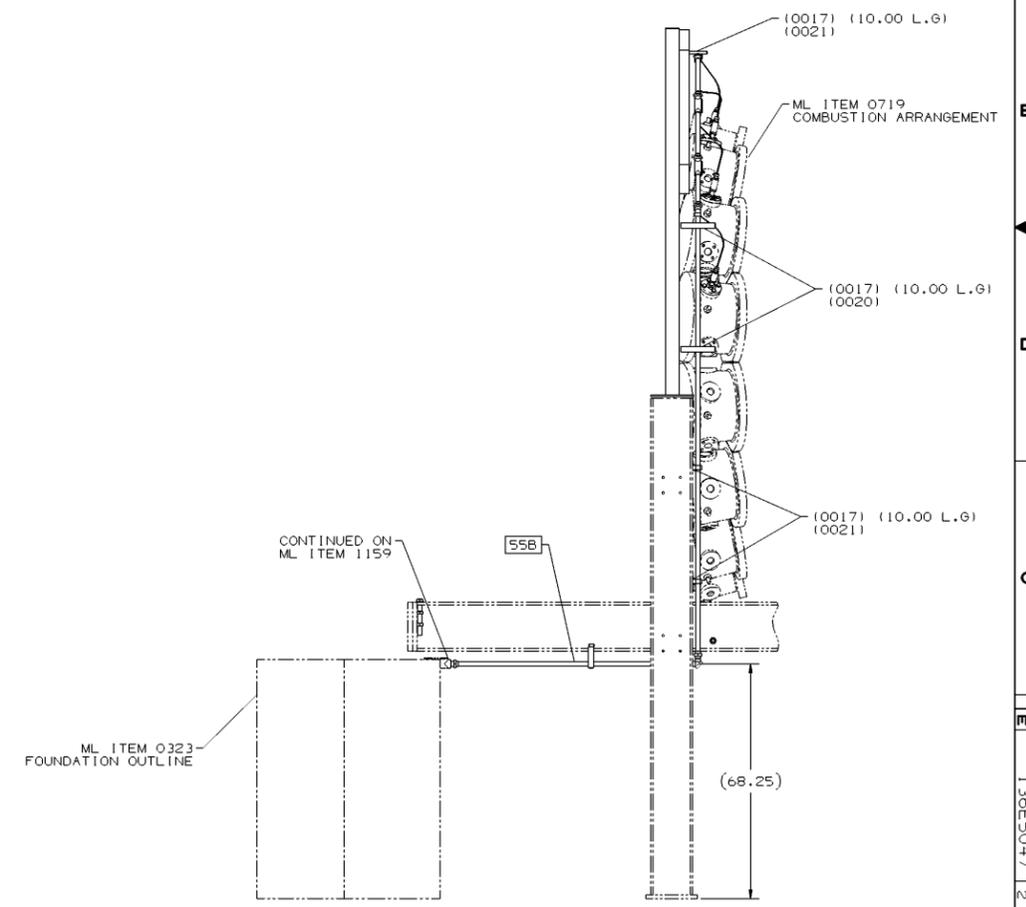
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
1	REVISE ON CAD ONLY UG PART: SD7079-1127-A0001 (SPEC: 136E5047)		



ENLARGED SECTION F-6 (C-6)



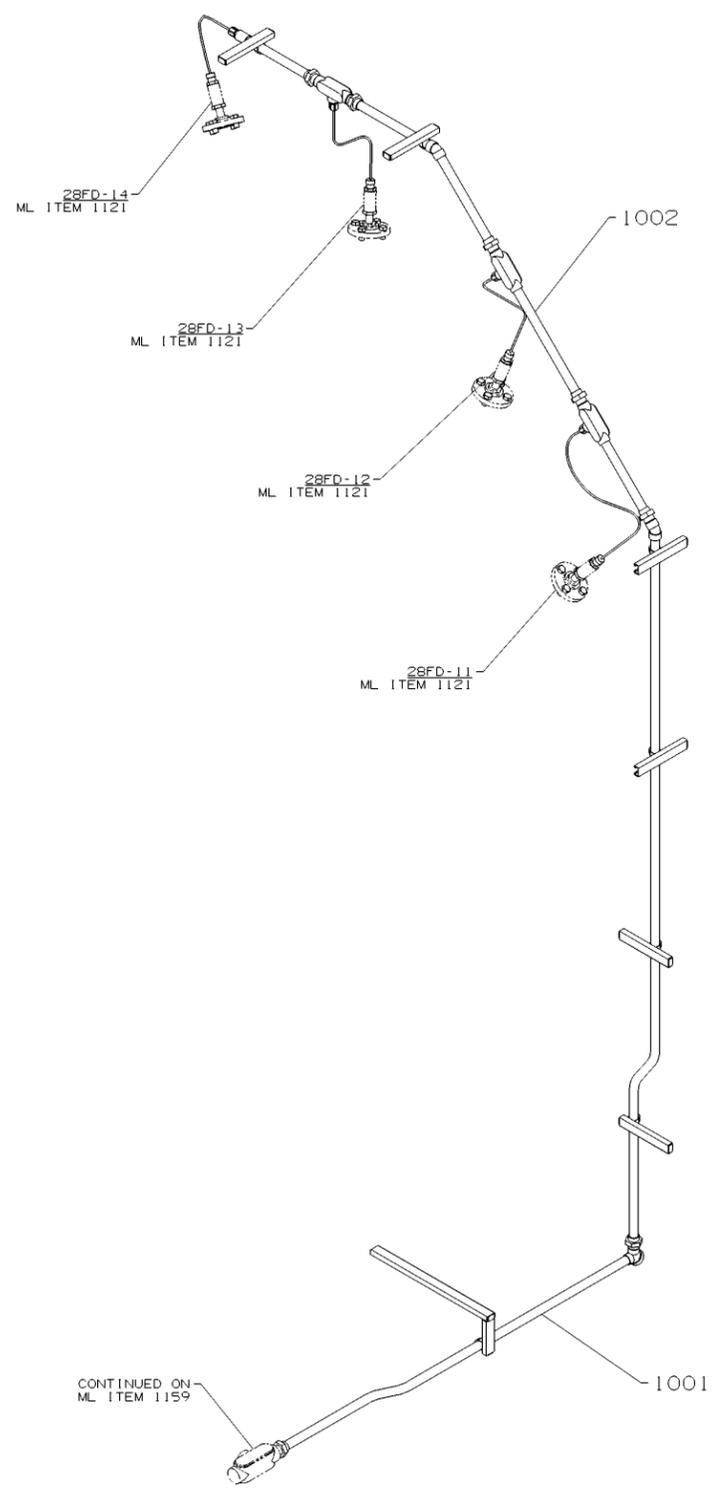
VIEW A-7 (G-6, SH 1)



VIEW A-2 (D-1, SH 1)

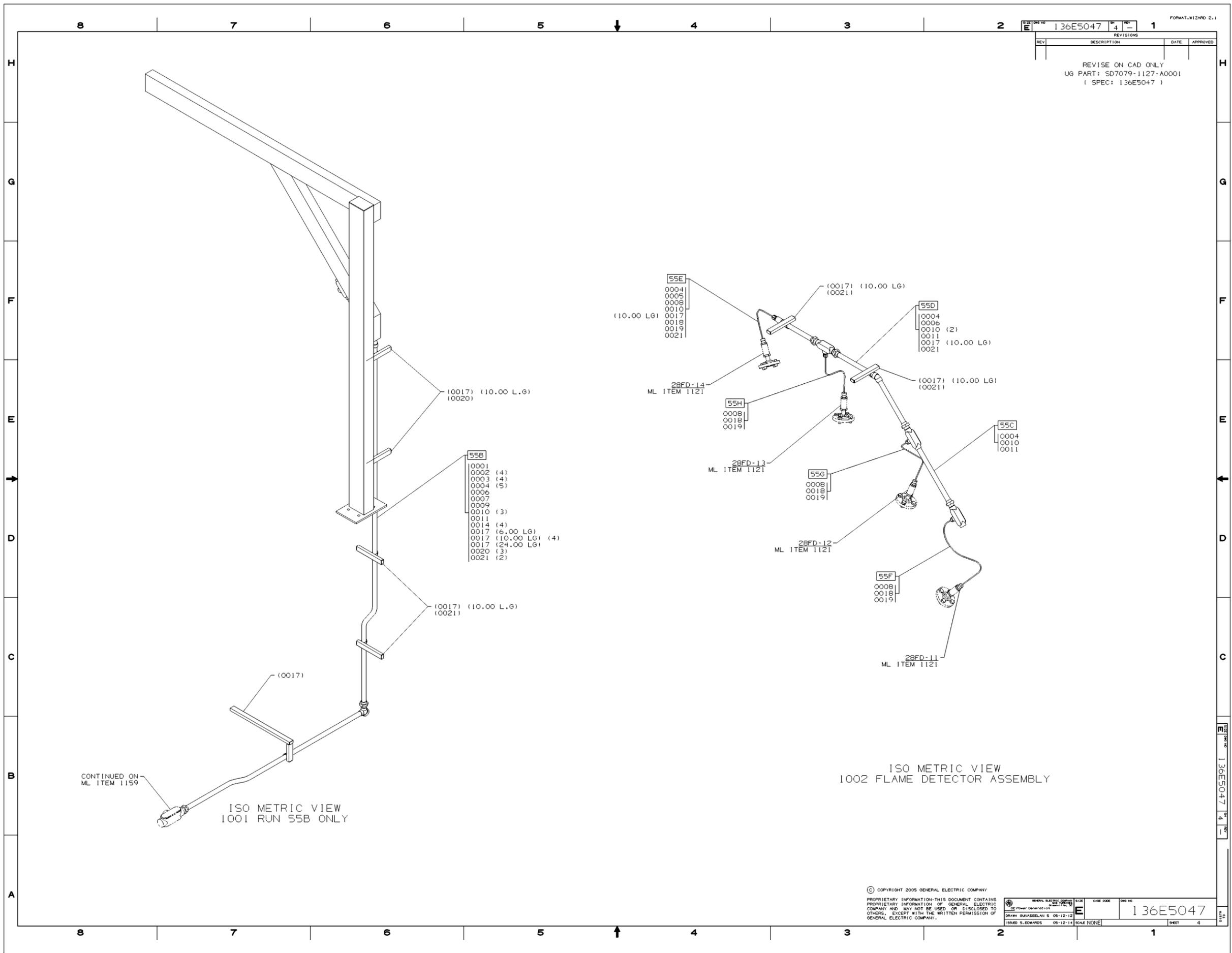
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
1			

REVISE ON CAD ONLY
 UG PART: SD7079-1127-A0001
 (SPEC: 136E5047)



ISOMETRIC VIEW
 (SUPPORT CHANNEL REMOVED FOR CLARITY)

REVISE ON CAD ONLY
 UG PART: SD7079-1127-A0001
 (SPEC: 136E5047)



CONTINUED ON
ML ITEM 1159

ISO METRIC VIEW
1001 RUN 55B ONLY

ISO METRIC VIEW
1002 FLAME DETECTOR ASSEMBLY

© COPYRIGHT 2005 GENERAL ELECTRIC COMPANY

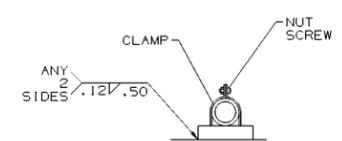
PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS
 PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC
 COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO
 OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF
 GENERAL ELECTRIC COMPANY.

136E5047	REV	4	1
136E5047	REV	4	1
136E5047	REV	4	1
136E5047	REV	4	1

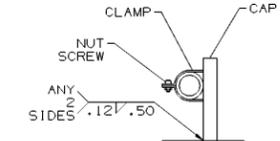
136E5047
REV 4
1

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED

REVISE ON CAD ONLY
 UG PART: SD7079-1127-A0001
 (SPEC: 136E5047)

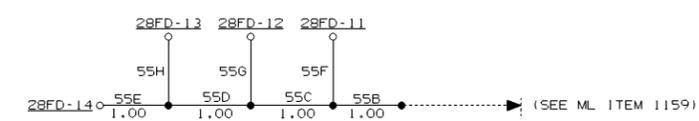


SIZE	.50	1.00	1.50	2.00	2.50
FIND NO.	XXXX	0021	XXXX	XXXX	XXXX



SIZE	.50	1.00	1.50	2.00	2.50
W (CLAMP)	XXXX	0020	XXXX	XXXX	XXXX

SUPPORT DETAILS
 (SEE NOTE 5 SHEET 1)



CONDUIT SCHEMATIC

SCHEMATIC KEY

- JUNCTION BOX MOUNTED ON ANOTHER ML ITEM
- JUNCTION BOX MOUNTED ON THIS ML ITEM
- JB20A JUNCTION BOX DESIGNATION
- 56J 1.50 CONDUIT RUN DESIGNATION AND SIZE (NPT)
- CONDUIT/BOX/DEVICE INTERSECTION
- ELECTRICAL DEVICE
- 20TW-1 ELECTRICAL DEVICE CODE
- ⋮ WALL PENETRATION

© COPYRIGHT 2005 GENERAL ELECTRIC COMPANY

PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.

GENERAL ELECTRIC COMPANY	DATE	05-12-12	SCALE	NONE
DRAWN	SHANSEELAN	05-12-12		
ISSUED	S. EDWARDS	05-12-14		
136E5047		5		1
SHEET		5		

8

7

6

5

4

3

D

204D1807

SH 1

REV A

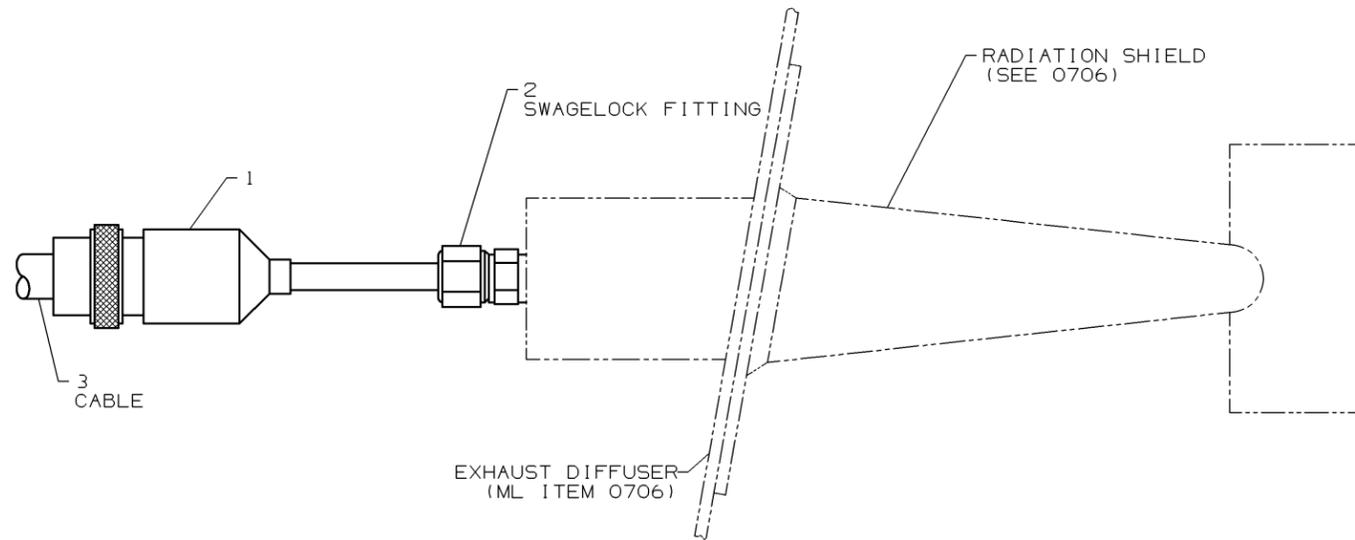
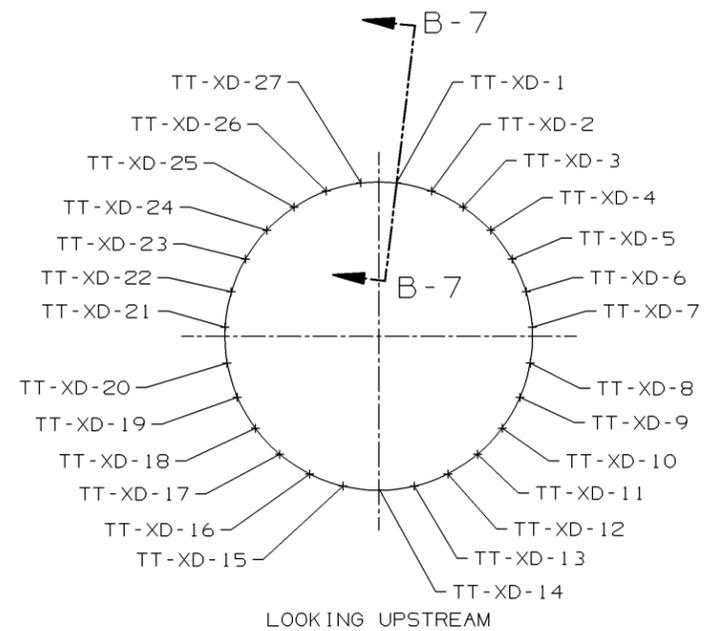
1

NOTE:

1. THERMOCOUPLES SHALL BE INSPECTED AND TESTED BEFORE INSTALLATION PER INSPECTION AND TEST PROCEDURE (351A3458).
2. IF NECESSARY, USE .50-13 UNC TAP TO CLEAN DAMAGED OR GAULED THREADS OF RADIATION SHIELD BEFORE INSERTING THERMOCOUPLE.
3. APPLY ANTI-SIEZE P004 TO THREADS OF P002 AT ASSEMBLY.

REVISIONS			
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
A	(1) ADDED COM DOC ITEM 3 DC1-06036185 AN-07002809	07-01-23 EM	SMM ABC
E. MENDOZA			

REVISE ON CAD ONLY
UG PART: 204D1807G001
(SPEC: 204D1807)



SECTION B-7 (D-3)
(FOR RADIATION SHIELD 362A1344P001 IDENTIFIED BY A .50-13UNC HOLE IN THE COLD END OF RADIATION SHIELD)



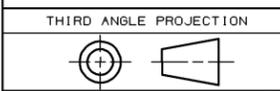
IT.	NOMENCLATURE	IDENT
3	INST, EXH. TC. MOD	362A1364
2	TC TEST PROCEDURE	351A3458
1	APPLIED PRACTICES	348A9200
LIST OF COMPLEMENTARY DOCUMENTS		

BOM ISSUED

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE	GE Power Generation
DIMENSIONS ARE IN INCHES	DRAWN BENJAMIN	02-04-09	GENERAL ELECTRIC COMPANY GAS TURBINE Greenville, SC
TOLERANCES ON:	CHECKED S. M. MCMAHAN	02-04-15	
2 PL DECIMALS ± -	ENGRG A B COSTA	02-04-15	
3 PL DECIMALS ± -	ISSUED BENJAMIN	02-04-15	
ANGLES ± -	BALDWIN S. M. MCMAHAN	02-04-15	
FRACTIONS ± -			
APPLIED PRACTICES 348A9200			THERMOCOUPLE, EXHAUST
			FIRST MADE FOR ML-7A1PFA1-6 0623
			SIZE D CAGE CODE 204D1807
SIM TO: 199D3340			SCALE NONE CALC WT - LBS SHEET 1

© COPYRIGHT 2002 GENERAL ELECTRIC COMPANY

PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.



8 DT-1N

7

6

5

4

3

2

1

Tab 3



GEK 111330
Octubre de 2005

GE Energy

Recomendaciones de Operación y Mantenimiento del Compartimento del Filtro de Aire de Admisión de la Turbina de Gas

Las presentes instrucciones no pretenden cubrir todos los detalles o variaciones de los equipos ni prever cualquier contingencia que pueda tener lugar durante su instalación, funcionamiento o mantenimiento. Si desea más información o ha surgido un problema en particular que no se trata lo suficiente como para hallar una solución, póngase en contacto con GE Company.

© 2005 General Electric Company

I. INTRODUCCIÓN

Las turbinas de gas fabricadas por General Electric Company funcionan adecuadamente en zonas rurales y zonas de industria pesada, en regiones polares y en los trópicos, en los desiertos y en el mar. Para adaptar estas máquinas a una diversidad de entornos y a la vez conservar todo su potencial de rendimiento y fiabilidad, es necesario a menudo tratar el aire que consumen. Incluso en entornos relativamente limpios, una turbina de gas puede ingerir cientos de kilos de materias extrañas al año. Que ello desencadene problemas depende de la cantidad de estas materias, de sus propiedades mecánicas y de su composición química.

Los operarios de las turbinas de gas deben ser conscientes de que si no se establecen y cumplen las directrices de operación y mantenimiento adecuadas, el compartimento del filtro y sus accesorios podrían necesitar un servicio de mantenimiento más frecuente. En los casos extremos, un uso indebido y/o una instalación incorrecta del compartimento del filtro de admisión puede contaminar excesivamente la turbina de gas y conllevar graves consecuencias en lo que se refiere a tiempo de paralización forzosa para el mantenimiento, reparación y cambio de componentes de la trayectoria del flujo de gas.

El objetivo del presente documento es proporcionar al operario de la turbina de gas unas directrices y recomendaciones generales para garantizar un uso y mantenimiento adecuados del compartimento del filtro de admisión de aire. No pretende sustituir parte del manual de operación y mantenimiento (O&M) de las turbinas de gas del fabricante del compartimento del filtro.

A. ANTECEDENTES

La calidad del aire puede afectar enormemente al rendimiento y fiabilidad de la turbina de gas y depende en gran medida del entorno en el que se instala la unidad. Por otra parte, la calidad del aire puede cambiar drásticamente en cualquier lugar en un año o, en algunas ocasiones, en sólo unas horas. Una mala calidad del aire podría conllevar el ensuciamiento del compresor. El rendimiento de una turbina puede disminuir de manera considerable en casos de ensuciamiento extremo del compresor. Es necesario tratar el aire que entra en la turbina para eliminar los posibles contaminantes con el fin de asegurar el rendimiento y fiabilidad máximos de la turbina. El sistema de filtración elimina fácil y eficazmente las partículas suspendidas en el aire de 10 µm de dimensión o más, las cuales erosionan y ensucian considerablemente el compresor cuando se hallan en cantidades suficientes. Los filtros de alta eficacia empleados actualmente en las turbinas de gas de GE pueden alcanzar altos niveles de filtración a 5 micras o más en estado nuevo y limpio. Esta eficacia aumenta rápidamente a medida que se aglutinan partículas de polvo en los elementos del filtro.

La temperatura del aire también puede afectar considerablemente al rendimiento de la turbina de gas. Una buena opción para los casos de funcionamiento a alta temperatura en combinación con una baja humedad relativa es un sistema de enfriamiento del aire entrante. El aire frío es más denso, de modo que aumenta el flujo másico que entra en el compresor. Ello aumenta el rendimiento y eficacia de la turbina. La contaminación acústica puede ser uno de los puntos problemáticos en relación con los compartimentos de los filtros de admisión dependiendo de las normativas locales de la central eléctrica. El ruido generado por los impulsos del sistema de autolimpieza (si está instalado) es un tema por resolver. Este ruido se atenúa hasta los niveles necesarios para ajustarse a las normativas mediante elementos de protección silenciados acústicamente (si se han incluido) integrados en el compartimento del filtro de admisión.

II. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La función del compartimento del filtro de admisión de aire de la turbina de gas es suministrar aire limpio a la turbina de gas para el proceso de combustión. El compartimento del filtro de admisión de aire obtiene aire del entorno y su tarea esencial consiste en garantizar que las partículas grandes de polvo no penetren en la cámara de aire limpio. El aire entonces se filtra y atraviesa los elementos del filtro instalados en el interior del compartimento. El aire limpio se canaliza hacia la zona de transición y sale del compartimento de admisión de aire a través de una brida de transición para introducirse en el sistema de conductos de admisión de aire. El aire fluye desde el sistema de conductos de admisión hasta la turbina de gas a través de la cámara de aire limpio de admisión. A continuación se muestra un compartimento típico de filtro de admisión de aire de una turbina de gas.

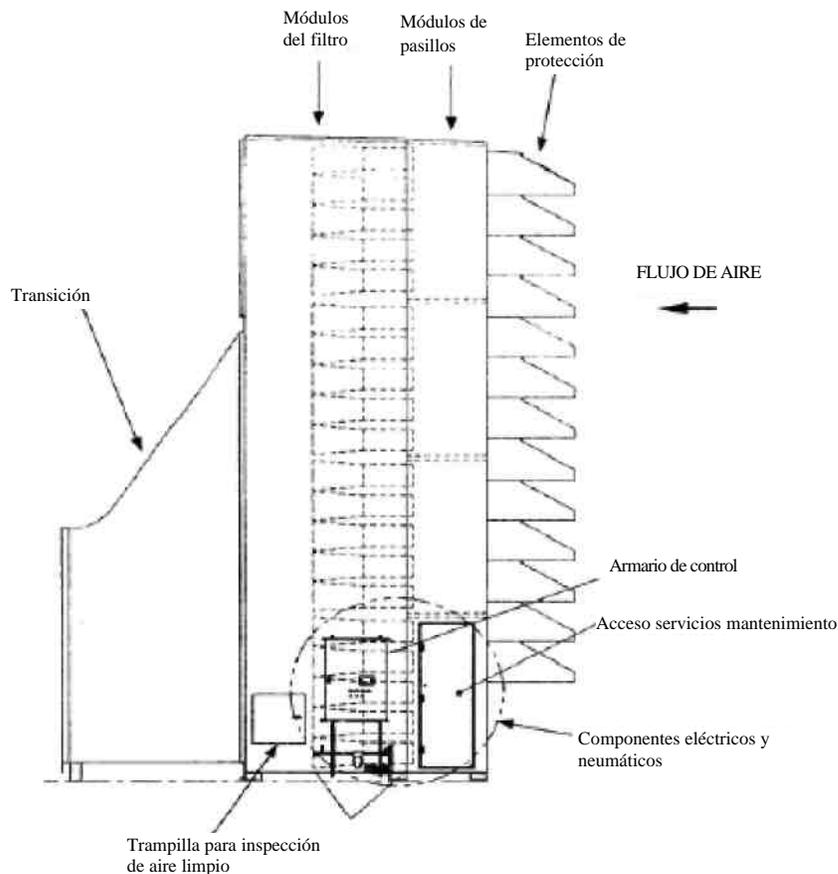


Figura 1. Vista en alzado del compartimento del filtro de admisión

La eliminación de contaminantes es un factor crítico para garantizar que la turbina de gas funcione a su máximo nivel de rendimiento y fiabilidad. Los contaminantes pueden encontrarse en el aire ambiente en forma de partículas sólidas o líquidas. La erosión y corrosión de los componentes del compresor y la turbina son las consecuencias de no eliminar estos contaminantes del flujo de aire de la turbina de gas. También pueden acumularse en las piezas giratorias (ensuciamiento) del equipo, lo cual vulnera su diseño aerodinámico y puede reducir su vida útil. El enorme consumo de aire de estos equipos hace aumentar aún más su sensibilidad a la calidad del aire.

A. Filtración del Aire

Cualquier turbina de gas, debido a su diseño inherente y a la enorme cantidad de aire que consumen (p. ej. 1375 lb/s o 624 Kg/s en el caso de la MS9001FA), es sensible a la calidad del aire. La filtración se realiza para protegerla contra los efectos del aire contaminado que puede disminuir el rendimiento y la vida útil de la turbina de gas: **EROSIÓN, ENSUCIAMIENTO, CORROSIÓN y OBSTRUCCIÓN** del canal de enfriamiento. La necesidad de una filtración adecuada es cada vez más importante debido a los complejos diseños de tecnología avanzada de las máquinas F y H.

Los riesgos de no eliminar los contaminantes son la erosión del compresor y los componentes de la turbina, el ensuciamiento de los álabes del compresor y la corrosión. Las partículas sólidas se eliminan con filtros particulados adecuados, y las líquidas suspendidas en el aire se eliminan con ayuda de separadores de humedad y/o filtros coalescentes.

1. Erosión

Tanto el compresor axial como los elementos de la trayectoria de gases calientes pueden verse afectados por la erosión de partículas resistentes y abrasivas como la arena y las partículas de polvo mineral. La erosión también puede deberse al impacto de partículas de agua por el traspaso de líquido al conducto de aire limpio. Al impactar estas partículas contra los álabes del compresor, se llevan pequeñas cantidades de metal. El índice neto de erosión, aunque no puede medirse con exactitud, depende del cambio de la energía cinética cuando las partículas impactan, del número de partículas que impactan por unidad de tiempo, del ángulo de impacto y de las propiedades mecánicas tanto de las partículas como del material erosionado. La erosión no sólo reduce la función aerodinámica; la reducción del área de sección transversal del álabe del compresor podría producir graves daños a la turbina si, por el aumento de tensiones localizadas, se soltara en funcionamiento.

En general, la experiencia de GE en turbinas de gas indica que las partículas menores de 10 µm no erosionan, mientras que las de 20 µm o más lo hacen si se encuentran en cantidades suficientes. Existen métodos de filtración de aire que pueden eliminar fácil y eficazmente las partículas suspendidas en el aire de 10 µm o más.

2. Ensuciamiento

La eficacia de un compresor axial depende, entre otras cosas, de la homogeneidad de las superficies de los álabes giratorios y fijos. Estas superficies pueden volverse rugosas debido a la erosión, aunque lo más frecuente es que sea por la admisión de sustancias que se adhieren a ellas. Entre estas sustancias (sin ser excluyentes) se incluyen las sales, el humo, los vapores oleosos y otros hidrocarburos. El rendimiento de una turbina puede disminuir hasta un 20 por ciento en casos de ensuciamiento extremo del compresor. El índice de este ensuciamiento es difícil de determinar ya que no sólo depende de los tipos y cantidades de las materias admitidas, sino de las propiedades particulares de sus sustancias incrustantes. La filtración puede eliminar la mayoría pero no todas estas sustancias. Las partículas o vapores acuosos pueden atravesar los filtros gracias a sus propiedades deliquescentes y depositarse en los álabes del compresor. Otros contaminantes pueden deberse a lugares de paso indebido de aire en los filtros (juntas ausentes, trampillas abiertas, etc.) por donde se introducen a los conductos de aire limpio.

Estudios de la industria de las turbinas de gas muestran que ciertos detergentes exentos de volátiles eliminan eficazmente las incrustaciones en los álabes del compresor. Se dispone de sistemas de limpieza con agua tanto para turbina en marcha como parada. Cuando está parada se inyecta la solución limpiadora en el compresor mientras gira a velocidad de arranque. Cuando está en marcha el sistema no es tan eficaz como cuando está parada pero tiene la ventaja de que puede aplicarse mientras funciona la turbina. Consulte el documento de GE GEK 107122 si desea conocer las directrices y recomendaciones de limpieza con agua del compresor (turbina en marcha o parada).

3. Corrosión del Compresor y de la Trayectoria de Gases Calientes

La corrosión de los componentes del compresor puede deberse a los depósitos húmedos de sal, ácidos y otras materias deletéreas (amoníaco, sulfatos, cal, etc.). Además de la oxidación de los rodetes del compresor, dicha corrosión se manifiesta en forma de picaduras de los álabes del compresor. Las picaduras rugosifican los álabes por lo que la función aerodinámica del compresor queda reducida. Estas picaduras también producen aumentos locales de la tensión y podrían disminuir la resistencia a la fatiga de los álabes. Aparte de la filtración por el compartimento de admisión de la turbina de gas, se ha probado la eficacia de unas capas protectoras para los rodetes y los álabes en entornos que contienen compuestos corrosivos.

Probablemente, la consecuencia más grave y la más frecuente de una filtración inadecuada del aire tiene que ver con la admisión de ciertos metales que, al mezclarse con azufre y/u oxígeno durante el proceso de combustión, se depositan en las superficies de los elementos de la trayectoria de gases calientes. Entre estos elementos se incluyen los forros de combustión, las piezas de transición, las divisiones de boquilla y los álabes de la turbina. Cuatro de estos metales constituyen el principal problema: sodio (Na), potasio (K), vanadio (V) y plomo (Pb). Estos metales, tanto sulfatos como óxidos, hacen que la capa antioxidante de los elementos de la trayectoria de gases calientes se vulnere de modo que se oxidan varias veces más rápido que en presencia de gases sin estas materias. Pueden encontrarse en combustibles y en el agua o el vapor, así como en el aire de entrada. Los límites de contaminantes permitidos para cada fuente de contaminación se determinan en los siguientes documentos:

GEI 41040: ESPECIFICACIÓN PARA GASES COMBUSTIBLES PARA EL PROCESO DE COMBUSTIÓN DE LAS TURBINAS DE GAS DE GRAN POTENCIA

GEI 41047: ESPECIFICACIÓN PARA COMBUSTIBLES LÍQUIDOS DE LAS TURBINAS DE GAS

4. Obstrucción de los Conductos de Enfriamiento

El paso del gas de enfriamiento a través de los conductos del forro de combustión, las boquillas y los álabes de la turbina requiere un control de la temperatura del metal de estos elementos. Dado que el flujo de enfriamiento se extrae del compresor de la turbina de gas, los contaminantes del aire de entrada también pueden estar presentes en el gas de enfriamiento. Si estos contaminantes se acumulan en los conductos de enfriamiento, el intercambio térmico disminuye y las temperaturas pueden elevarse hasta niveles que generan fisuras. Este problema es especialmente grave para las máquinas F y H de tecnología avanzada, las cuales, debido a que sus temperaturas de combustión son más elevadas, requieren un complejo sistema de conductos de enfriamiento. El polvo de carbón, el polvo de cemento y las cenizas volantes son particularmente perjudiciales, ya que tienden a sinterizarse.

III. COMPONENTES DEL COMPARTIMENTO DEL FILTRO DE ADMISIÓN

Las condiciones medioambientales juegan un papel importante en el diseño del sistema de filtración de admisión y su posterior rendimiento. Las zonas desérticas con una alta concentración de polvo y las regiones costeras con un alto grado de humedad y sal suspendida en el aire, constituyen dos de las condiciones extremas que deben tenerse en cuenta a la hora de diseñar el compartimento de admisión de aire.

El compartimento de admisión de aire también es un posible lugar donde tratar el aire (enfriado o calentado) antes de introducirse en la turbina de gas. El aire frío es más denso y aumenta el rendimiento de la turbina si se añade más combustible al proceso de combustión. Pueden integrarse sistemas opcionales de enfriamiento en el diseño del compartimento de admisión de aire, y esto supone un modo rentable de aumentar el rendimiento de la turbina durante los meses más calurosos del verano. El sistema de aumento de potencia (por enfriamiento) puede ser un enfriador evaporativo por elementos intermedios humectados o una bobina de enfriamiento. Asimismo puede incluirse en el compartimento de admisión un sistema de calentamiento de aire compuesto de bobinas que utilizan vapor o agua caliente para calentar el aire que entra en condiciones ambientales de frío e impedir la formación de hielo en los filtros de admisión. El sistema de calentamiento de aire se ubica antes de los elementos del filtro.

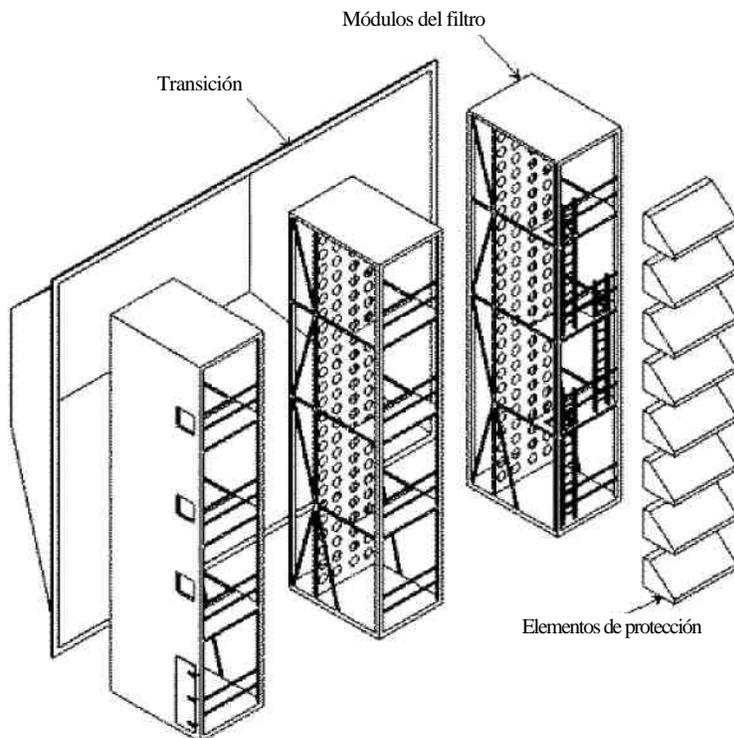


Figura 2. Vista en alzado del Compartimento del filtro de admisión

El compartimento del filtro de admisión de aire de la turbina de gas se suministra como Artículo de lista modelo (MLI) A040, y normalmente consta de los siguientes tres componentes principales como mínimo: el módulo de protección del filtro de admisión, el módulo de la etapa de filtración de admisión y el módulo de transición del compartimento del filtro de admisión (cámara de aire limpio). Se incluye opcionalmente un módulo de enfriamiento del filtro de admisión al final de la etapa de filtración y a la entrada del sistema de conductos de transición para aumentar la potencia mediante enfriadores evaporativos por elementos intermedios o bobinas de enfriamiento del aire de entrada. Definiremos la función y las características de estos componentes en detalle en los apartados siguientes.

A. Módulo de Protección del Filtro

El módulo de protección del filtro de entrada se incluye en la parte delantera de casi todos los sistemas de admisión de las turbinas de gas para proteger los filtros contra cualquier riesgo conocido que pudiera impedirles funcionar en condiciones óptimas con el fin de garantizar el buen estado de las turbinas de gas. Los siguientes equipos se incluyen opcionalmente en el módulo de protección del filtro:

1. Elementos de Protección contra Inclemencias Atmosféricas

Los elementos de protección contra inclemencias atmosféricas se incluyen en la parte delantera de casi todos los sistemas de admisión de las turbinas de gas para proteger los elementos del filtro de los impactos directos de las precipitaciones de agua y viento, suciedad y arena. Los elementos de protección están hechos con paneles de aluminio, acero inoxidable, "galvannealed" (acero con revestimiento de aleación hierro-zinc) o acero al carbono pintado y son transportados por separado para su instalación *in situ* en los módulos de pasillos. Algunos elementos de protección incluyen deflectores para dirigir el aire que entra hacia abajo y poder distribuirlo mejor. Casi todos los accesorios opcionales siguientes se encuentran disponibles para su retroinstalación en el diseño estándar del elemento de protección que se incluye en las turbinas de gas de GE. Póngase en contacto con GE Energy Services para obtener información sobre los nuevos productos disponibles de retroinstalación.

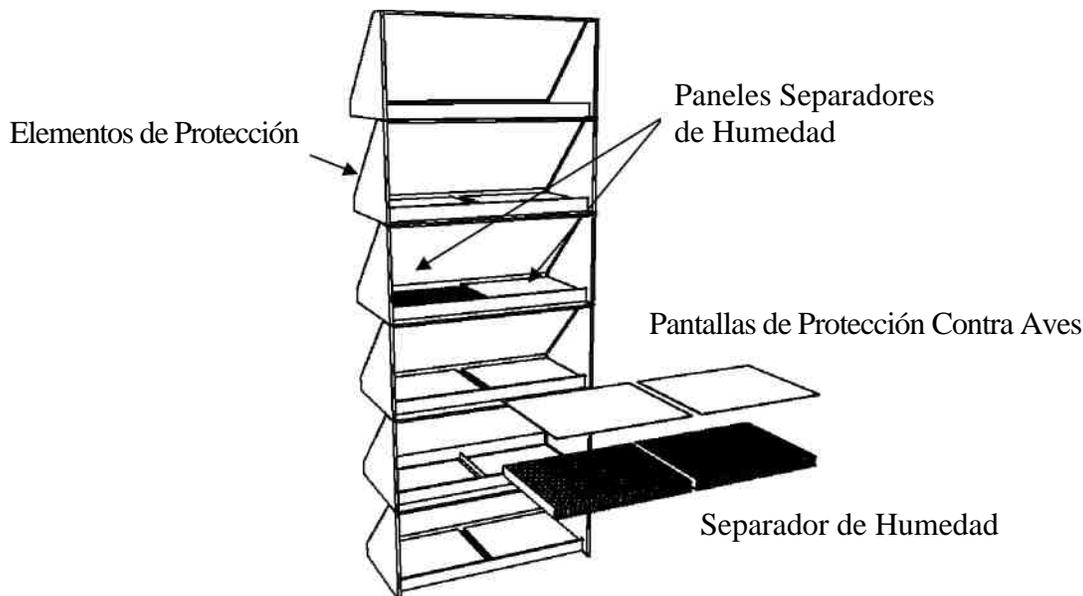


Figura 3. Opciones de Protección Contra Inclemencias Atmosféricas

2. Elementos de Protección Silenciados Acústicamente

Los **ELEMENTOS DE PROTECCIÓN SILENCIADOS ACÚSTICAMENTE** se encuentran opcionalmente disponibles para instalaciones con grandes restricciones de ruido. Los paneles silenciadores se instalan en el interior de estos elementos de protección diseñados especialmente para lograr una atenuación pasiva del ruido de pulsos generado por el sistema de autolimpieza incluido en el compartimento del filtro de admisión. Además, los elementos de protección silenciados acústicamente y otras superficies aplicables en el compartimento del filtro se embalan con material aislante. El material de construcción variará según el diseño seleccionado y/o el nivel de corrosividad del entorno. Los separadores de humedad anteriores a los paneles silenciadores se incluyen para asegurar que el aislamiento acústico de los paneles permanezca seco y que se mantenga un rendimiento óptimo.

3. Pantallas de Protección contra Aves

Las **PANTALLAS DE PROTECCIÓN CONTRA AVES** se incluyen de manera opcional con el fin de eliminar contaminantes de grandes dimensiones (hojas, pájaros, etc.) del flujo de aire de entrada. También hay pantallas de protección contra aves de instalación en vertical justo después de los elementos de protección contra inclemencias atmosféricas dependiendo del estado real y las opciones seleccionadas. Están hechas de paneles de alambre metálico entretejido disponibles en acero inoxidable y galvanizado.

4. Separadores de Humedad

Los elementos de protección contra inclemencias atmosféricas del sistema de admisión pueden incluir paneles separadores de humedad que eliminan las gotas de humedad de grandes dimensiones (de más de $50\ \mu\text{m}$) del flujo de aire entrante. Los separadores de humedad se valen de las fuerzas de inercia para separar las gotas grandes de agua del flujo de aire forzando el aire a través de algunos canales en forma de S. Cuando el aire pase por los paneles, las gotas de agua suspendidas en el aire impactarán y se acumularán sobre las paredes del canal, formando gotas mayores y más pesadas ya lo suficientemente grandes como para salirse del elemento de protección sin volver a ser arrastradas con el flujo de aire de la turbina de gas. Los paneles separadores de humedad se componen normalmente de capas finas de policloruro de vinilo (PVC) resistentes a la radiación UV en una estructura de paneles tipo colmena. La estructura de los separadores de humedad es muy similar a los eliminadores de residuos utilizados en los sistemas de enfriamiento

por evaporación que se hallan detrás de los elementos intermedios de celulosa.

5. Almohadillas del Filtro Coalescente Horizontal

Las **ALMOHADILLAS DEL FILTRO COALESCENTE** eliminan las partículas de humedad más pequeñas del flujo de aire entrante. La niebla estacional y otras gotas de tamaño similar se acumulan en la almohadilla del filtro coalescente y aumentan su tamaño coalesciendo con otras gotas. Pronto aumentan tanto de tamaño que salen del flujo de aire dejando la almohadilla sin gotas de niebla. Los filtros coalescentes se instalan horizontalmente por norma general, y se emplean junto con los paneles **SEPARADORES DE HUMEDAD** para combinar la eficacia y como sistema de apoyo inherente. A continuación se ilustra a título ejemplificativo una almohadilla de filtro coalescente y su sistema de retención asociado tal y como lo suministra uno de los proveedores de compartimentos de filtro de admisión de GE. Otros proveedores de compartimentos de filtro de admisión de GE suministran productos similares.

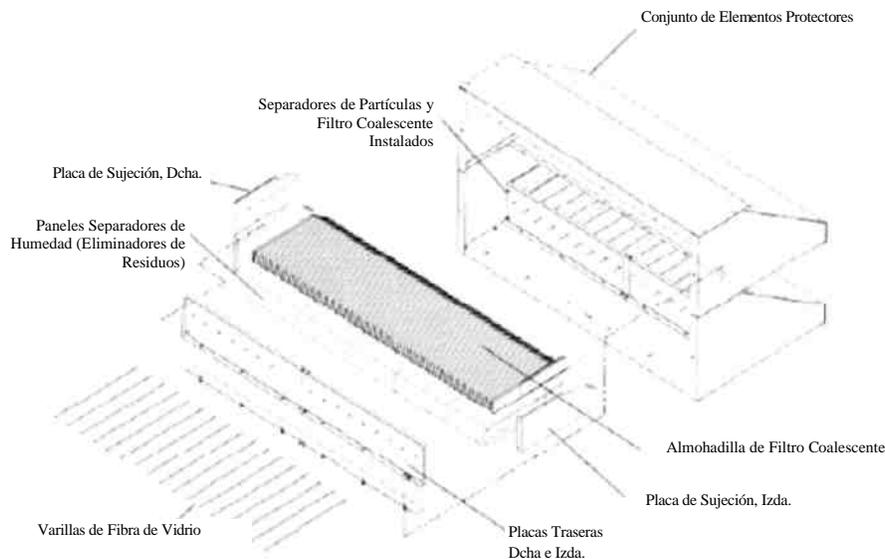


Figura 4. Panel del Filtro Coalescente Horizontal

6. Filtros de Panel Coalescente Vertical

Los **PANELES COALESCENTES VERTICALES** eliminan también las partículas de humedad más pequeñas del flujo de aire entrante. Los paneles coalescentes deben funcionar todo el año a diferencia de sus contrarios horizontales de naturaleza estacional. Por esta razón, se instalan en sentido vertical en una red metálica independiente. La instalación vertical facilita el mantenimiento de los coalescentes. Los paneles coalescentes se suministran normalmente en tramos individuales de 24" x 24" para su integración en la red de apoyo. El material de construcción variará según el entorno.

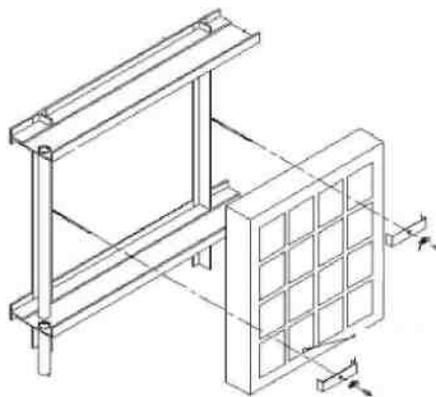


Figura 5. Panel Coalescente Vertical

7. Filtros de Bolsa Coalescentes Verticales

Los FILTROS DE BOLSA COALESCENTES VERTICALES eliminan las partículas de humedad más pequeñas del flujo de aire entrante. Los filtros de bolsa coalescentes funcionan todo el año y la superficie de sus elementos intermedios es más extensa para prolongar la vida útil del filtro. Se instalan en sentido vertical en una red metálica independiente igual que los paneles coalescentes. El material de construcción variará según el entorno.

8. Bobinas de Calentamiento (Calentamiento por Vapor) del Sistema de Admisión de la Turbina de Gas

El funcionamiento de las turbinas de gas en climas fríos presenta algunos problemas específicos, entre ellos la formación de hielo en el sistema de admisión. La formación de hielo puede bloquear el equipo de filtración del sistema de admisión, haciendo que se introduzca en la turbina de gas aire no filtrado o causando su paralización. Puede aumentar la caída de la presión a través de los componentes del compartimento del filtro de admisión, causando una disminución del rendimiento y posibles daños debidos a fuerzas implosivas. En los casos extremos, el hielo puede acumularse en la boca abocardada de admisión con riesgo de daños por cuerpos extraños y sobretensiones del compresor. La formación de hielo tiene lugar cuando el aire ambiente frío saturado se pone en contacto con superficies más frías de los componentes del compartimento del filtro. La formación de hielo precipitado tiene lugar cuando entra agua en forma líquida o sólida a temperaturas cercanas o por debajo del punto de congelación (nieve húmeda, lluvia escarchada, etc.) y se adhiere a las superficies más expuestas causando la acumulación de hielo.

Los sistemas antihielo como las bobinas de calentamiento por vapor están diseñados para inhibir la formación de hielo en los componentes de admisión con el fin de proteger la turbina de gas contra estos efectos y permitir que funcione de forma fiable en entornos con tendencia a la formación de hielo. El sistema antihielo se emplea para precalentar el aire ambiente mediante un proceso psicométrico de calentamiento sensible (es decir, aumento de la temperatura de la bombilla seca sólo para impedir la formación de hielo precipitado en el sistema de filtración). Las bobinas antihielo están instaladas en una amplia red de tuberías de bobinas y dispositivos de retención que garantizan el paso fluido del vapor saturado a las bobinas al tiempo que eliminan el agua condensada a presión atmosférica sin pérdida de vapor vivo. Las bobinas de vapor se suministran con pasillos internos a la entrada de las bobinas para los servicios de inspección y mantenimiento. Asimismo se suministran con coalescentes verticales en la salida para impedir el impacto directo de la nieve o hielo derretidos procedentes de las bobinas que pasa a los prefiltros y filtros finales.

9. Pasillos

Se incluyen PASILLOS INTERIORES después de los elementos de protección contra las inclemencias atmosféricas y antes del módulo de la etapa de filtración. A través de los pasillos interiores se accede a los filtros y a cualquiera de los paneles separadores de humedad y/o pantallas de protección contra aves opcionales. Las puertas de acceso del pasillo principal para el

mantenimiento del compartimento del filtro permiten el acceso a pasillos interiores y al nivel inferior del compartimento del filtro. Las escaleras de mano interiores o exteriores (según elija el cliente) se emplean para acceder a cada nivel del compartimento del filtro. Los pasillos interiores pueden suministrarse integrados con el módulo de la etapa de filtración. Puede instalarse de manera opcional un sistema de iluminación en los módulos de pasillos para facilitar la inspección y el mantenimiento. Asimismo una trampilla y/o paneles de acceso eléctricos facilitan el acceso a cada nivel del compartimento del filtro y aceleran el proceso de sustitución del filtro.

También pueden incluirse pasillos exteriores y puertas en cada nivel del compartimento con una caja de escalera que baje hasta el nivel del suelo y facilite aun más el proceso de inspección y mantenimiento. Los pasillos exteriores y accesos se instalarán normalmente según las posibilidades del fabricante de la red de conductos de admisión y del acero de soporte (MLI A041).

B. Módulo de la Etapa de Filtración

La filtración de admisión en la turbina de gas se encuentra disponible en modo estático o por impulsos según las necesidades del cliente y/o las condiciones medioambientales. Además, puede disponerse de una de estas tres opciones de elementos intermedios de papel según cada tipo de filtración: 100 % sintético, mezcla sintético / celulosa o 100 % celulosa para adaptarse a problemas específicos de la instalación. Tanto los sistemas de filtración estáticos como por impulsos se suministran con un panel de control y protección del compartimento del filtro de admisión.

A excepción de la opción de 100 % celulosa, los elementos intermedios del filtro han sido especialmente tratados para ser resistentes a la corrosión y la humedad. El 100 % sintético se puede utilizar para entornos de alto grado de humedad, industriales y/o corrosivos, mientras que la mezcla celulosa/sintético se proporciona de forma estándar para el resto de los entornos. El elemento intermedio de 100 % celulosa se aplica normalmente a entornos áridos donde no tienen lugar episodios de niebla estacional. El uso de superficies en fuele en los filtros maximiza el área del elemento intermedio del filtro permitiendo un diseño compacto y más eficaz. La cantidad de elementos del filtro se basa en criterios tales como el rendimiento, la caída de presión, el coste, y la capacidad de retención de polvo (mantenibilidad) para una aplicación o ubicación determinadas. La velocidad del flujo a través de los elementos inferiores del filtro es favorable ya que disminuye la caída de presión, aumenta la capacidad de retención de partículas de polvo, mejora la capacidad de limpieza de los filtros por impulsos y ayuda a impedir la formación de hielo en el filtro.

1. Filtración Estática (Tipo Barrera)

Los elementos intermedios del filtro estático son normalmente elementos de carga en profundidad. Las partículas quedan retenidas en el cuerpo del elemento intermedio. Este elemento tiene una textura ondeante que permite a la partícula penetrarlo y depositarse. El sistema estático típico consiste en 2 (dos) etapas de filtración. La primera etapa consiste en unos prefiltros de bajo coste que se usan para eliminar contaminantes de mayores dimensiones. Los filtros más eficaces se ubican detrás de los prefiltros y eliminan partículas más pequeñas. Los prefiltros protegen y amplían la vida útil de los filtros más eficaces y caros.

Los elementos del filtro estático se suministran normalmente en forma de panel (24" x 24") o cilíndrica/cónica según el diseño del compartimento y la metodología del fabricante. Los filtros con forma de panel se instalan unos junto a otros en el sistema de tramas del compartimento de admisión de aire. Los prefiltros se incluyen normalmente delante de los filtros estáticos con el fin de ampliar la vida útil de los filtros finales. Los prefiltros también sirven para solucionar problemas estacionales como los insectos, semillas, hojas u otros residuos porque pueden eliminarse durante otras estaciones con el fin de aumentar de nuevo el rendimiento de la turbina de gas. Los prefiltros estáticos se encuentran disponibles en forma de panel o en forma de envoltura/calzetín que se ajusta al par de elementos cilíndrico/cónico. A continuación se muestra la disposición general de los filtros estáticos con forma de panel.

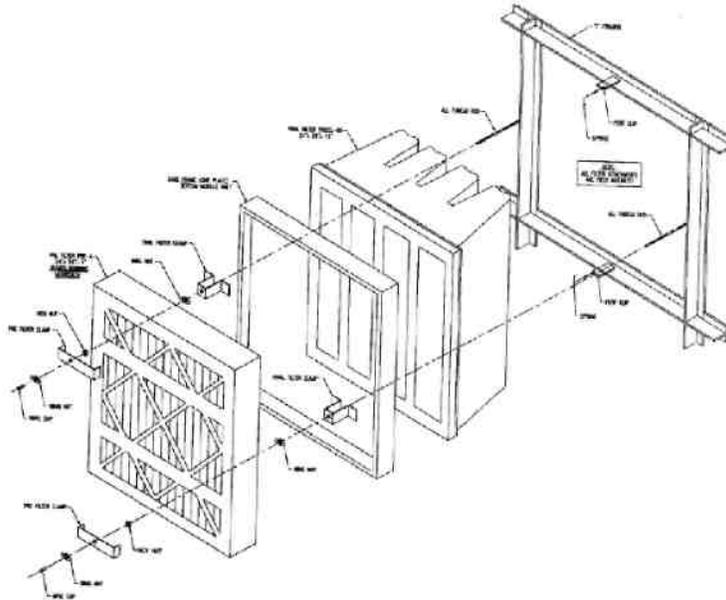


Figura 6. Paneles de Filtro Estático de Dos Etapas (Ilegible)

Los prefiltros se cambian aproximadamente siete veces antes de la sustitución de sus contrapuestos filtros finales. Con el uso, los elementos intermedios del filtro se cargan de partículas del entorno. Cuando ocurre esto, debe sustituirse por un tipo de elemento intermedio de filtro similar, ya que la suciedad de forma inherente produce caídas de presión mayores y reduce el rendimiento de la turbina. El tiempo de recambio dependerá de las condiciones medioambientales del entorno y de las prácticas de operación de la turbina de gas. El tiempo de recambio compromete normalmente el rendimiento de la máquina, el coste y la disponibilidad requerida (paralizaciones).

2. Filtración (Autolimpiable) por Impulsos

El filtro de aire autolimpiable constituye un acceso en una sola etapa al sistema de filtración del aire entrante de la turbina. El sistema de filtración de aire entrante autolimpiable consta de elementos intermedios de filtro cónicos y cilíndricos muy eficaces que se limpian periódicamente durante el funcionamiento normal mediante impulsos de aire comprimido. El sistema ofrece una filtración altamente eficaz durante extensos periodos de tiempo sin parar la turbina para la limpieza o la sustitución del elemento.

A intervalos periódicos durante el funcionamiento normal, los elementos intermedios del filtro acumulan polvo procedente del entorno. A medida que se acumula el polvo, la caída de presión es mayor en la etapa de filtración y por tanto disminuye el rendimiento de la turbina de gas. Para recuperar el nivel de presión, se requiere, bien sustituir los elementos del filtro, o bien mantener la formación de polvo en los filtros a un nivel óptimo para la caída de presión y la eficacia de la filtración. Se incluye un sistema de control integral con el sistema de filtración por impulsos para permitir una limpieza eficaz con la mínima interacción con el usuario.

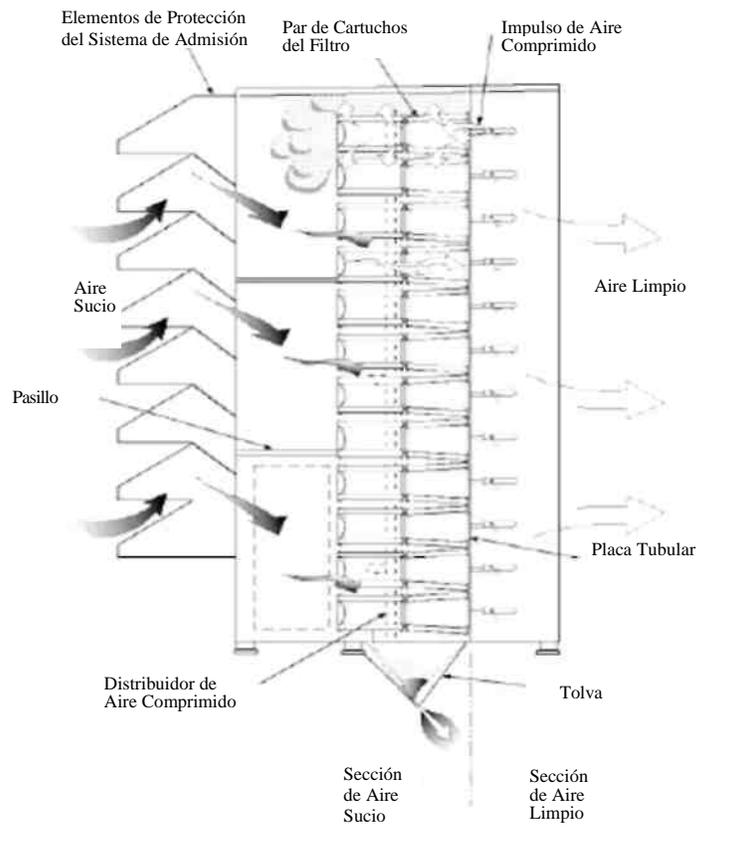
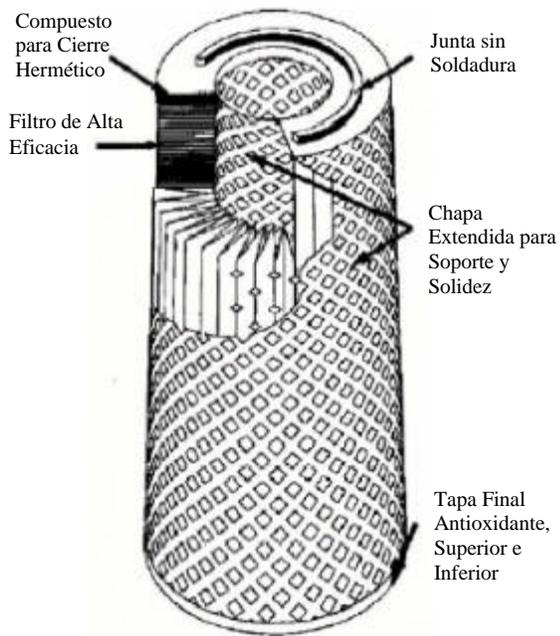


Figura 7. Sistema de Autolimpieza (por Impulsos) del Filtro

En un sistema de filtración autolimpiable, la acumulación de polvo en los cartuchos del filtro se elimina por medio de chorros de aire comprimido dirigidos al interior de los elementos del filtro. Este chorro de aire crea una onda de choque que ocasiona la flexión momentánea del elemento del filtro y suelta las formaciones de polvo acumulado en la superficie del filtro. Al atravesar el par de elementos del filtro la onda de choque, la aglutinación de polvo en el filtro se fractura y cae el polvo al fondo del módulo de filtración y se introduce en las tolvas del sistema de impulsos.



La mayor diferencia entre un sistema de filtración estático y uno autolimpiable es que el autolimpiable es capaz de limpiar automáticamente los elementos del filtro mediante un impulso contrario de aire cuando la acumulación de partículas alcanza un determinado nivel basado en la caída de presión medida a través de los filtros. Esto amplía la vida útil general del elemento del filtro. En el caso de los filtros estáticos, necesitan ser sustituidos cuando la suciedad no puede eliminarse. Los filtros autolimpiables están diseñados para ser filtros de carga en superficie, los cuales retienen las partículas en la superficie exterior hasta formar una capa o aglutinamiento de polvo. El rendimiento de los filtros aumenta a medida que se acumula el polvo y, puesto que se encuentra en la superficie, puede eliminarse fácilmente con el aire por impulsos contrarios. Los elementos del filtro de impulsos son cónicos/cilíndricos independientemente del fabricante del compartimento del filtro que se elija.

Figura 8. Elemento de Filtro Cónico

Un elemento de filtro autolimpiable típico consta de una parte cónica y una cilíndrica, las cuales se acoplan a la placa tubular por medio de un trípode u horquilla de acero al carbono galvanizado. La horquilla o el trípode constituyen un conjunto de tubos conductores unidos por un perno de retención para asegurar un acoplamiento seguro al par de elementos del filtro. El elemento del filtro se instala entonces en la parte superior y alrededor del conjunto horquilla.

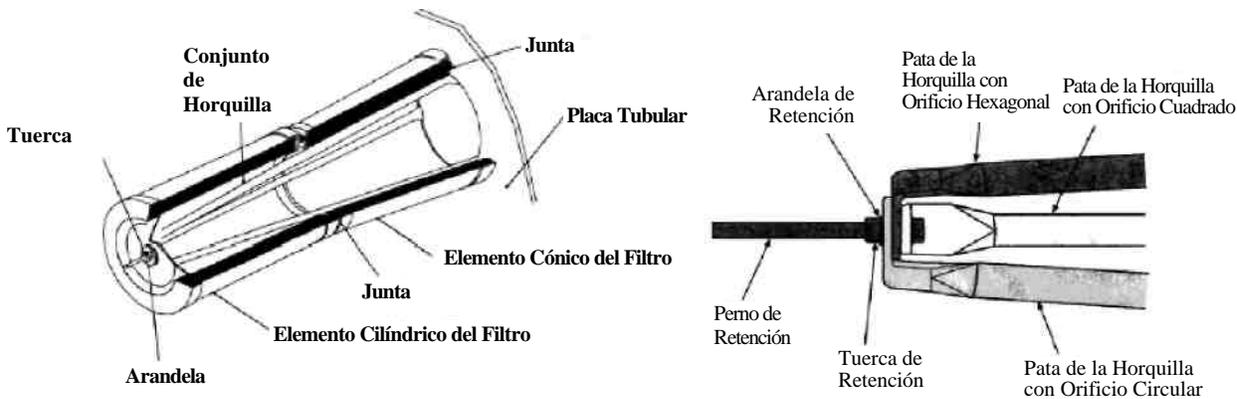


Figura 9. Soporte para Par de Elementos del Filtro

H
G
F
E
D
C
B
A

- NOTES:
- SEE DEVICE SUMMARY (MLI 0414) FOR CONTROL DEVICE SETTINGS.
 - SEE DIAGRAM, SCHEMATIC PIPING-TURBINE AND COMPRESSOR WASHING (MLI 0442).
 - N/A
 - PRESSURE SENSING LINES MUST BE CONFIGURED TO PRECLUDE WATER TRAPS AND CONDENSATION DRAINAGE INTO DEVICES. HORIZONTAL RUNS INTO A DEVICE MUST BE A 1:12 SLOPE (MINIMUM), DOWN AND AWAY FROM DEVICE.
 - SEE SENSOR, HUMIDITY (MLI A122).
 - N/A
 - SEE DIAGRAM, SCHEMATIC PIPING-CONTROL AIR (MU 0419).
 - MAXIMUM DEWPOINT = -40° F [-40° C]
 - N/A
 - N/A
 - N/A
 - N/A
 - N/A
 - WHEN SUPPLIED, INLET BLEED HEATER PIPE WELDING, INSPECTION, AND ACCEPTANCE CRITERIA SHALL BE IN ACCORDANCE WITH ASME B31.3, CHAPTER V (FABRICATION, ASSEMBLY, AND ERECTION) - SEVERE CYCLIC CONDITIONS. WELDING SHALL BE PERFORMED BY PED 9723/EC CERTIFIED WELDERS. SEVERE CYCLIC CONDITIONS REQUIRE X-RAY INSPECTION OF 100% OF THE WELDS.
 - NEAR SIDE AND FAR SIDE PRESSURE TAPS.

THIS DOCUMENT SHALL BE REVISED IN ITS ENTIRETY. ALL SHEETS OF THIS DOCUMENT ARE THE SAME REVISION LEVEL AS INDICATED.

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
A	SH1 DELETED NOTES 3 & 6. ADDED NOTE 14. REVISED TABLE VALUES. SH2 REVISED AS SHOWN. DCJ46002349 AN-MP72923	06-01-27	SRW TNA

INTERFACE POINT NAME	SHEET NO. DWG ZONE	FLUID TYPE	TEMPERATURE			PRESSURE			FLOW		
			MINIMUM °F [°C]	NOMINAL °F [°C]	MAXIMUM °F [°C]	MINIMUM	NOMINAL	MAXIMUM	MINIMUM	NOMINAL	MAXIMUM
IE2	SHT 2 D8	AIR	SEE NOTE 8	80 [27]	150 [66]	80 PSIG [5.62 KG/CM2]	100 PSIG [7.03 KG/CM2]	115 PSIG [8.1 KG/CM2]	0	84 SCFM	100 SCFM
IE20	SHT 2 F5	AIR	AMBIENT	---	800 [427]	AMBIENT	---	235 PSIG [17 KG/CM2]	0	5.14 LB/S [2.33 KG/S]	31.03 LB/S [14.07 KG/S]
IE57A OR PM03-1	SHT 2 D2	EXHAUST GAS	---	1100 [593]	1200 [649]	0	0.36 PSIG [0.025 KG/CM2]	1 PSIG [0.07 KG/CM2]	0	0	0
IE57B OR PM03-2	SHT 2 D2	EXHAUST GAS	---	1100 [593]	1200 [649]	0	0.36 PSIG [0.025 KG/CM2]	1 PSIG [0.07 KG/CM2]	0	0	0



© COPYRIGHT 2008 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION - THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS WITHOUT THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY

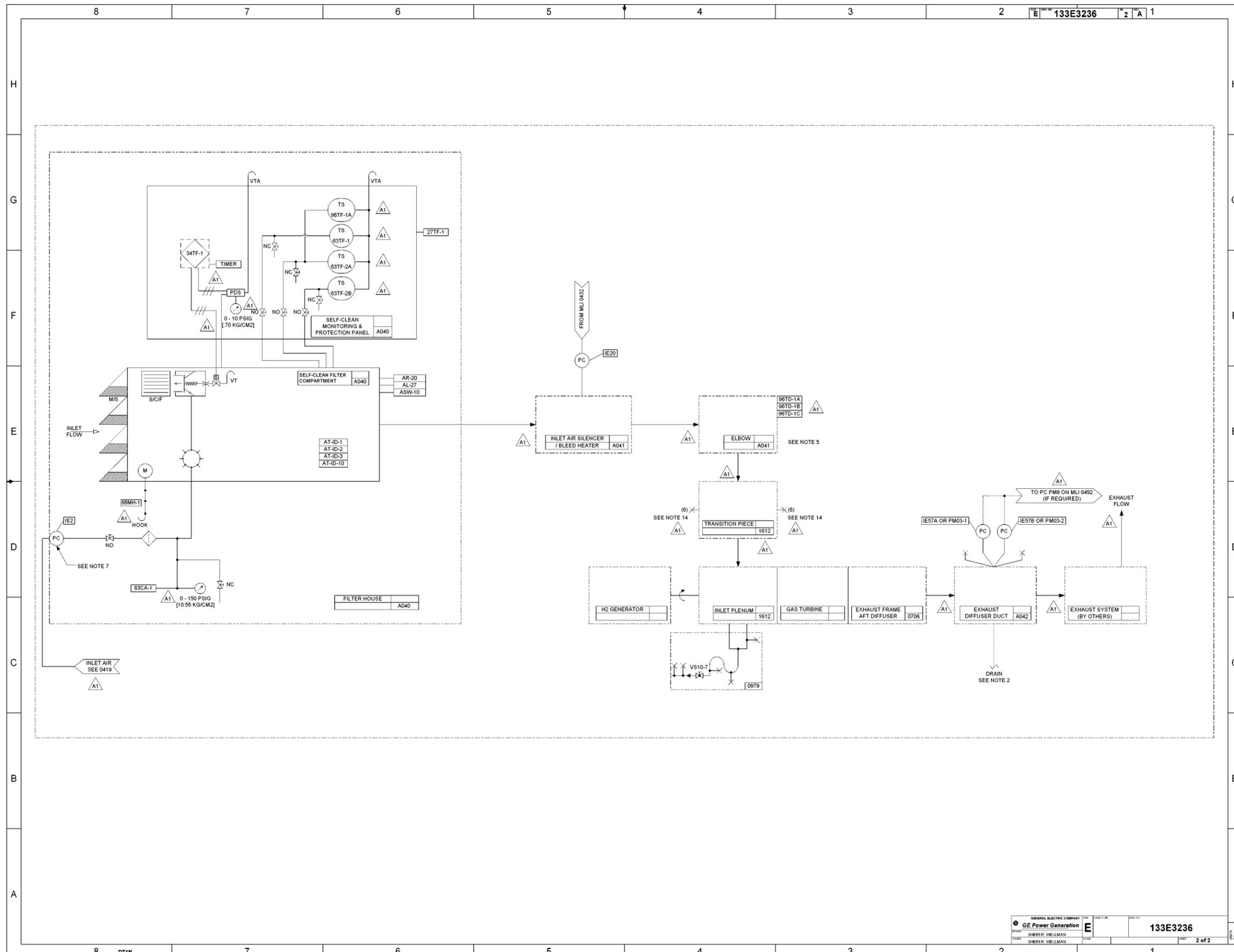
UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE	GENERAL ELECTRIC COMPANY
DIMENSIONS ARE IN INCHES	SHERI R. WELLMAN	05-10-18	GE Power Generation
TOLERANCES UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	TAMMY A. PRATT	05-10-18	GAS TURBINE
2 PL. DECIMALS	IVAN FELTZ	05-10-18	GENERIC, INC.
3 PL. DECIMALS	SHERI R. WELLMAN	05-10-18	
ANGLES			
FRACTIONS			

DIAGRAM, FLOW-INLET & EXHAUST

FIRST MADE FOR: ML-7A1WF3S8-1.2 0471

133E3236

1 of 2



NOTES:

1. VM15-1 AND VA20-1 SHOULD BE LOCATED AS CLOSE AS POSSIBLE TO THE GAS TURBINE BASE ENCLOSURE.
2. THE STATIC PRESSURE TAP FOR 96BH-1 SHOULD BE LOCATED A MAXIMUM OF 3.0 FEET UPSTREAM OF VA20-1.
3. THE STATIC PRESSURE TAP FOR 96BH-2 SHOULD BE LOCATED 8-10 PIPE DIAMETERS DOWNSTREAM OF VA20-1. THE PIPING BETWEEN VA20-1 AND 96BH-2 SHOULD BE A STRAIGHT RUN.
4. INSTRUMENT AIR SHALL BE PROVIDED IN CONCORDANCE WITH GEK 110727 AND SIZED CONSIDERING THE FOLLOWING CONSUMPTIONS:
 - A) TURBINE START UP CONSUMPTION:
 - TRANSIENT: N/A
 - STEADY STATE: 20 SCFH
 - B) TURBINE OPERATION CONSUMPTION (FULL OR PART SPEED):
 - TRANSIENT: 300 SCFH FOR 4 SECONDS
 - STEADY STATE: 20 SCFH
 - C) TURBINE SHUTDOWN CONSUMPTION:
 - TRANSIENT: N/A
 - STEADY STATE: 20 SCFH
 - D) TURBINE TURNING GEAR
 - TRANSIENT: 300 SCFH FOR 4 SECONDS
 - STEADY STATE: 20 SCFH
5. SEE DEVICE SUMMARY (MLI 0414) FOR CONTROL DEVICE SETTINGS.
6. SEE FIELD INTERCONNECTING PIPING ARRANGEMENT (MLI A184) FOR FUNCTIONAL DESCRIPTION OF PIPING DESIGN REQUIREMENTS. THE SYSTEM MINIMUM AND MAXIMUM DESIGN FLOW CONDITIONS AT THE INLET TO VM15-1 ARE:

SYSTEM OPERATING MINIMUM FLOW	SYSTEM OPERATING MAXIMUM FLOW	SYSTEM MECHANICAL DESIGN
9.78 lbm/sec AT 231.12 psia 607.7 °F	24.30 lbm/sec AT 67.32 psia 643.2 °F	Max Pressure. 268.7 psia AT 675.3 °F Max Temp 819.8 °F AT 199.9 psia

7. NEEDLE VALVE IS ADJUSTMENT FOR QUICK EXHAUST VALVE VA42-1 THIS ADJUSTMENT IS FACTORY SET.

REVISIONS			
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
A	UPDATED REV BLOCKS, NOTE-8 DELETED.	04-01-27	DEA
B	UPDATED REV STATUS OF SHEETS UPDATED NOTE 4 AN04006490 L.CORNEJO	04-03-17	AMT

REVISE ON CAD ONLY
 UG PART: 361B2772P001
 (SPEC: 361B2772)

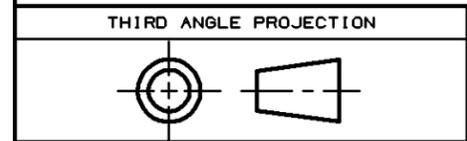
7FA INLET AIR HEATING PIPING BY OTHERS.

1	PIPING SYMBOLS	277A2415
IT.	NOMENCLATURE	IDENT
LIST OF COMPLEMENTARY DOCUMENTS		

A	B	REV	REV STATUS
2	1	SH	OF SHEETS

© COPYRIGHT 2003 GENERAL ELECTRIC COMPANY

PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.



UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE	GE Power Generation GENERAL ELECTRIC COMPANY GAS TURBINE Schenectady, NY
DIMENSIONS ARE IN INCHES.	DRAWN LILIANA CORNEJO	03-04-22	
TOLERANCES ON: 2 PL DECIMALS ± 3 PL DECIMALS ± ANGLES ± FRACTIONS ±	CHECKED SCOTT SZEPEK	03-04-22	
	ENGRG SCOTT SZEPEK	03-04-22	
	ISSUED LILIANA CORNEJO	03-04-25	
APPLIED PRACTICES 348A9200			DIAGRAM, SCHEM PP-INLET AIR HTG
			FIRST MADE FOR ML-7A1WFA1-9 0432
SIM TO: NONE	SCALE NONE	SHEET 1	SIZE CAGE CODE DWG NO 361B2772

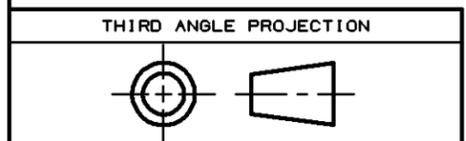
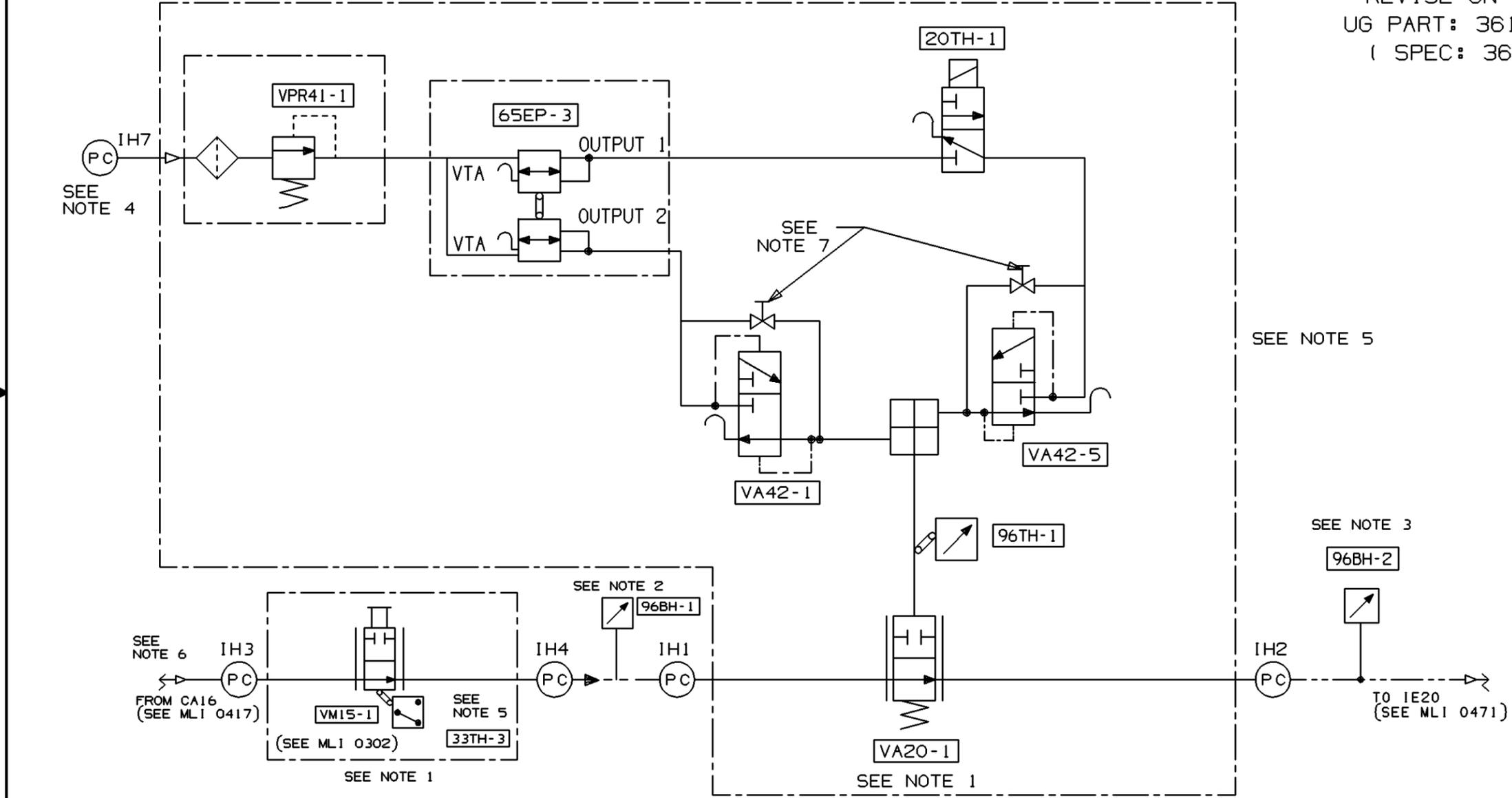
DT-1N

CT1D

DISTR TO

REVISIONS			
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
A	IBH DETAILS UPDATED PER DC103027663.	04-01-27	DEA

REVISE ON CAD ONLY
 UG PART: 361B2772P001
 (SPEC: 361B2772)



© COPYRIGHT 2003 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.

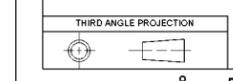
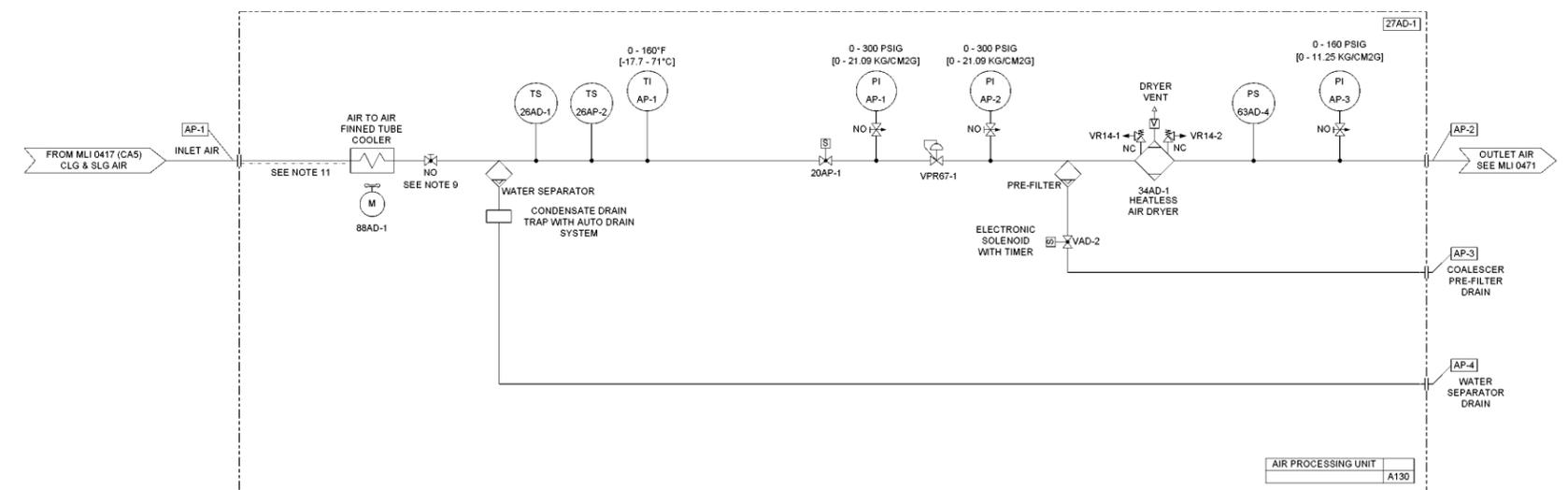
GENERAL ELECTRIC COMPANY GE Power Generation GAS TURBINE Schenectady, NY	SIZE	CAGE CODE	DWG NO	0432
	SIZE B	CAGE CODE	DWG NO	361B2772
DRAWN LILIANA CORNEJO	ISSUED LILIANA CORNEJO	NONE	SCALE NONE	SHEET 2

DISTR TO

- NOTES:
- SEE DEVICE SUMMARY (MLI 0414) FOR DEVICE SETTINGS, RATINGS AND RANGES.
 - REFER TO AIR DRYER INSTRUCTION MANUALS.
 - DRAIN FLOWS ARE INTERMITTENT.
 - THE INTERCONNECT PIPING BETWEEN THE GAS TURBINE COMPRESSOR AND THE APU SHALL BE DESIGNED AND INSTALLED WITH SUFFICIENT SLOPE TO FACILITATE PROPER DRAINAGE OF THE SYSTEM DURING STARTUP, SHUTDOWN AND NORMAL OPERATION. IT IS RECOMMENDED THAT THE INTERCONNECT PIPING HAVE ONE LOW POINT WITH AN AUTODRAIN SYSTEM TO ALLOW REMOVAL OF CONDENSATION. IT IS ALSO RECOMMENDED TO MAINTAIN THE TRANSFER PIPE TEMPERATURE WELL ABOVE FREEZING. HEAT TRACING AND INSULATION OF THE INTERCONNECT PIPING AND AUTO DRAIN SYSTEM ARE REQUIRED IF FREEZING CONDITIONS ARE ANTICIPATED.
 - INTERCONNECTING PIPING TO BE STAINLESS STEEL.
 - RECOMMENDED NOT TO EXCEED OUTLET CONDITIONS, ESPECIALLY FLOW TO ENSURE NORMAL OPERATION AND SERVICE LIFE FOR DRYER.
 - INLET CONDITIONS TO AP-1 DEPENDS ON GAS TURBINE OPERATING MODES, HOWEVER WILL BE AMBIENT DURING STARTUP AND SHUTDOWN MOISTURE CONTENT CAN BE AS HIGH AS 0.0862 LBS. WATER PER LB AIR IN SATURATED 122°F [50°C] AMBIENT AIR.
 - ANY ADDITIONAL DRAIN SYSTEM IF REQUIRED AT THE HEAT EXCHANGER OUTLET TO REMOVE ANY STANDING WATER, MUST BE AUTOMATIC WITH HEAT TRACING AND INSULATION TO PREVENT FREEZING AND MUST BE COMBINED TOGETHER WITH THE WATER SEPARATOR DRAIN.
 - CLOSE VALVE TO SERVICE APU ASSEMBLY.
 - SKID TO BE INSTALLED IN A NON-HAZARDOUS (NON-CLASSIFIED) AREA.
 - PIPING BETWEEN AP-1 AND HEAT EXCHANGER TO BE INSULATED. INSULATION SURFACE TEMPERATURE MUST NOT EXCEED 140°F [60°C].

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED

INTERFACE POINT NAME	SHEET & ZONE	FLUID TYPE	MAXIMUM PRESSURE PSIG [KG/CM ² G]	MAXIMUM TEMPERATURE °F [°C]	MAXIMUM FLOW GPM [LPM]	CONNECTION DESCRIPTION	INTERFACE TYPE
AP-1	D-7	AIR	260 [18.28]	819 [437]	125 SCFM	COMPRESSED AIR INLET	GEE-OTHERS
AP-2	D-2	AIR	104 [7.31]	145 [62.8]	100 SCFM	DRY AIR OUTLET	GEE-OTHERS
AP-3	C-2	WATER	-	131 [51.7]	0.5 [1.9]	COALESCER PRE-FILTER DRAIN	GEE-OTHERS
AP-4	C-2	WATER	-	131 [51.7]	1.0 [3.8]	WATER SEPARATOR DRAIN	GEE-OTHERS



© COPYRIGHT 2009 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION. THIS DOCUMENT CONTAINS
 PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC
 COMPANY AND MAY NOT BE DISCLOSED TO
 OTHERS EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF
 GENERAL ELECTRIC COMPANY.

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE	GE Power Generation
DIMENSIONS ARE IN INCHES	DESIGNED BY: SAMIR BISHNOI	05-10-19	GE Power Generation GAS TURBINE Greenville, SC DIAG. SCHEM PP - AIR PROCESSING UNIT FIRST MADE FOR: ML-7A1WFA358-1.2 0419 DRAWN BY: E SCALE: 133E3233 SHEET: 1 of 1
TOLERANCES UNLESS OTHERWISE SPECIFIED:	CHECKED BY: ZEYAN RAM	05-10-19	
2 PL DECIMALS	APPROVED BY: ZEYAN RAM	05-10-19	
ANGLES & FRACCTIONS	DATE: SAMIR BISHNOI	05-10-19	

A040 System Specification:

221A3041 Inlet Filter House

Airflow:

Rated at ISO conditions (59°F (15°C), 14.7 PSIA (101.3 kPa), and 60% Relative Humidity
Filter Element Media Type 100% Synthetic

	US Units	SI Units
Air Volume:	772,245 ACFM	1,312,053 m³/hr
Filter Qty:	480	480
Filter Area:	240,000 FT²	22,297 m²
Air-to-Cloth Ratio:	3.22 CFM/FT²	0.98 m³/min/m²
Max. Filter Temp.:	180 °F	82 °C
Filter House Design Temp:	59 °F	15 °C

Compressed Air Requirements:

@ 90-100 Max. PSIG (Clean, Dewpoint 0°C & Oil Free), 100 SCFM

The maximum compressed air pressure required to operate the filter system shall not exceed 115 PSI (793 kPa) Gage.

Materials of Construction:

Weather Hoods:

12 GA & 14 GA Steel per ASTM-A526, G90

Modules:

Skin - 0.188 [5] Steel per ASTM-A36
Tubesheet - 0.188 [5] Steel per ASTM-A36
Roof Panels - 0.188 [5] Steel per ASTM-A36

Transition:

0.188 [5] Steel per ASTM-A36

TOTAL ALLOWABLE PRESSURE DROP = 1.25 INCHES OF WATER IN THE NEW AND CLEAN CONDITION

Electrical and Instrumentation:

Weatherproofing Requirements: NEMA 4
Thermocouples: (4) Thermocouples
Power Requirements: 60 Hz Service
125 VDC for limit switches, pressure switches and other control devices
240 VAC, 60 Hz, single phase line to line for hoist and
120 VAC, 60 Hz, single phase line to neutral for all lighting, convenience outlets and filter system controls, 60 amp total capacity for hoist, lighting, convenience outlet and filter system controls

Electrical System Non Hazardous

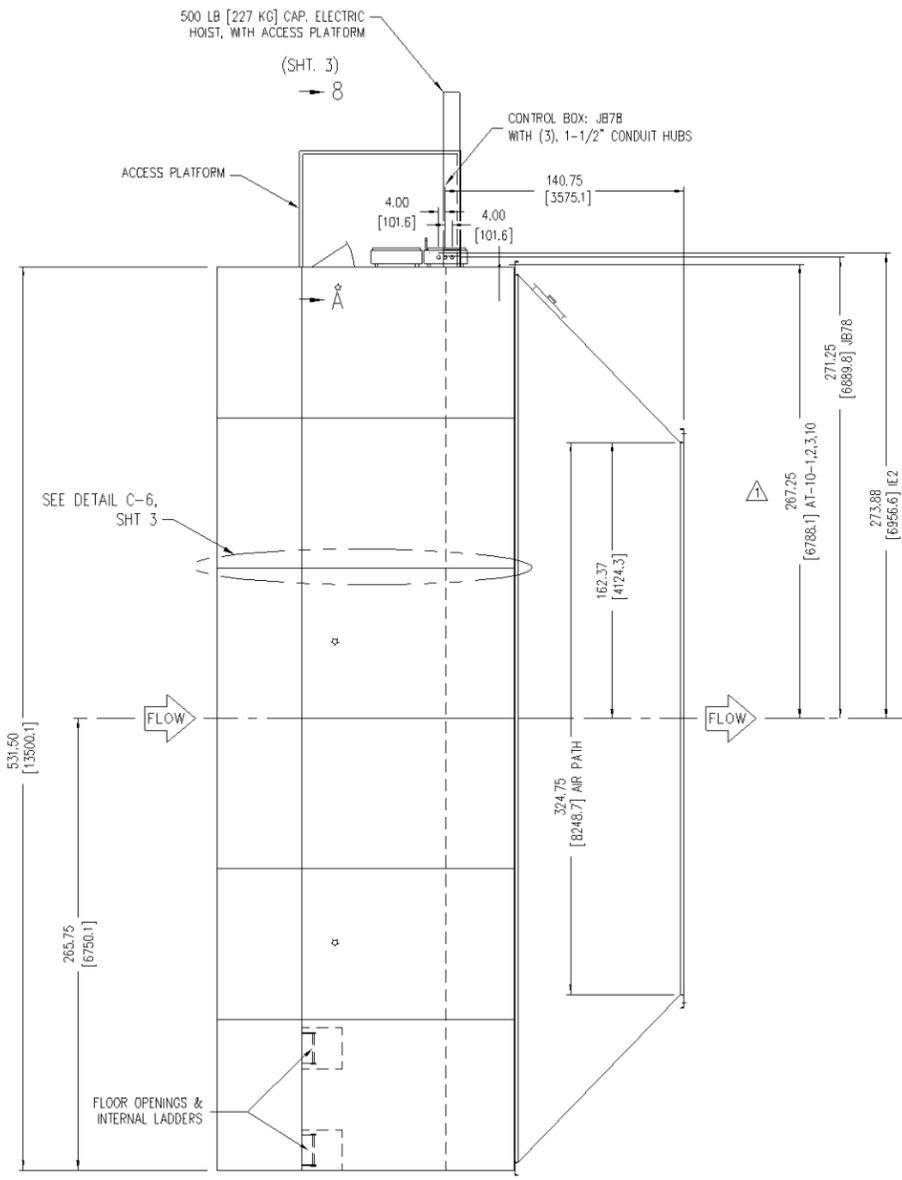
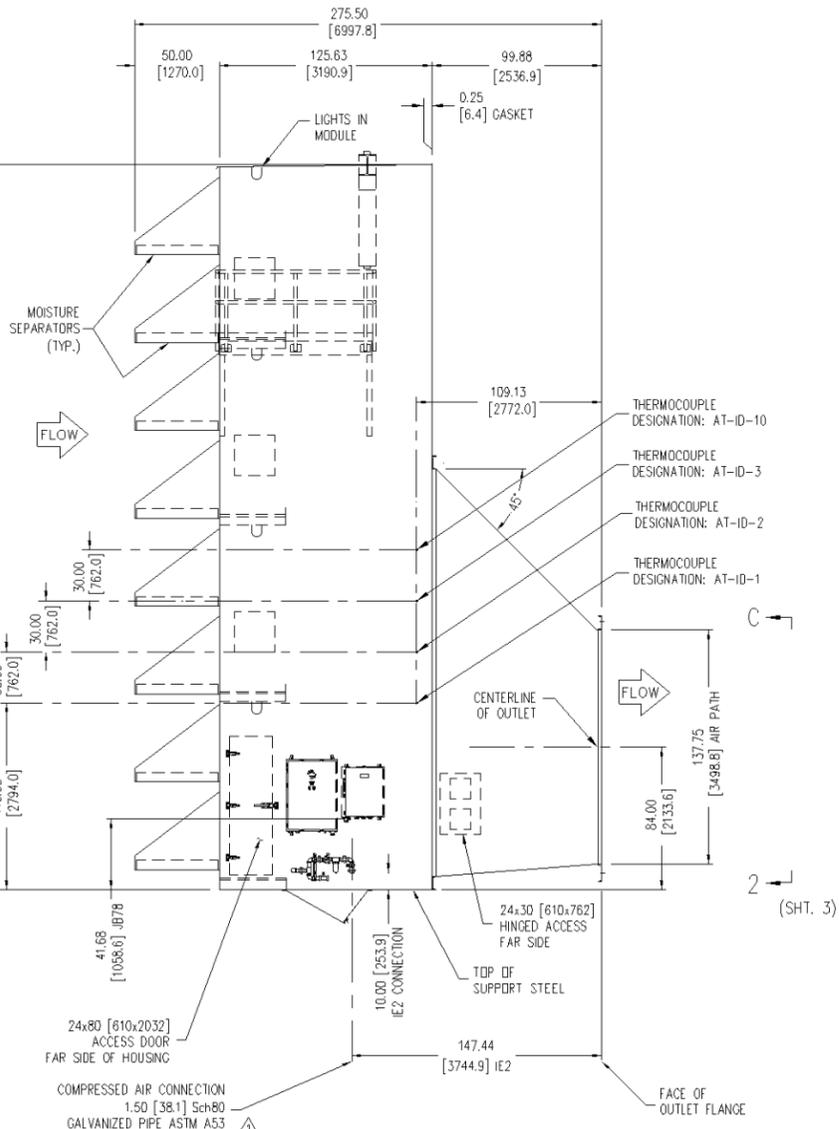
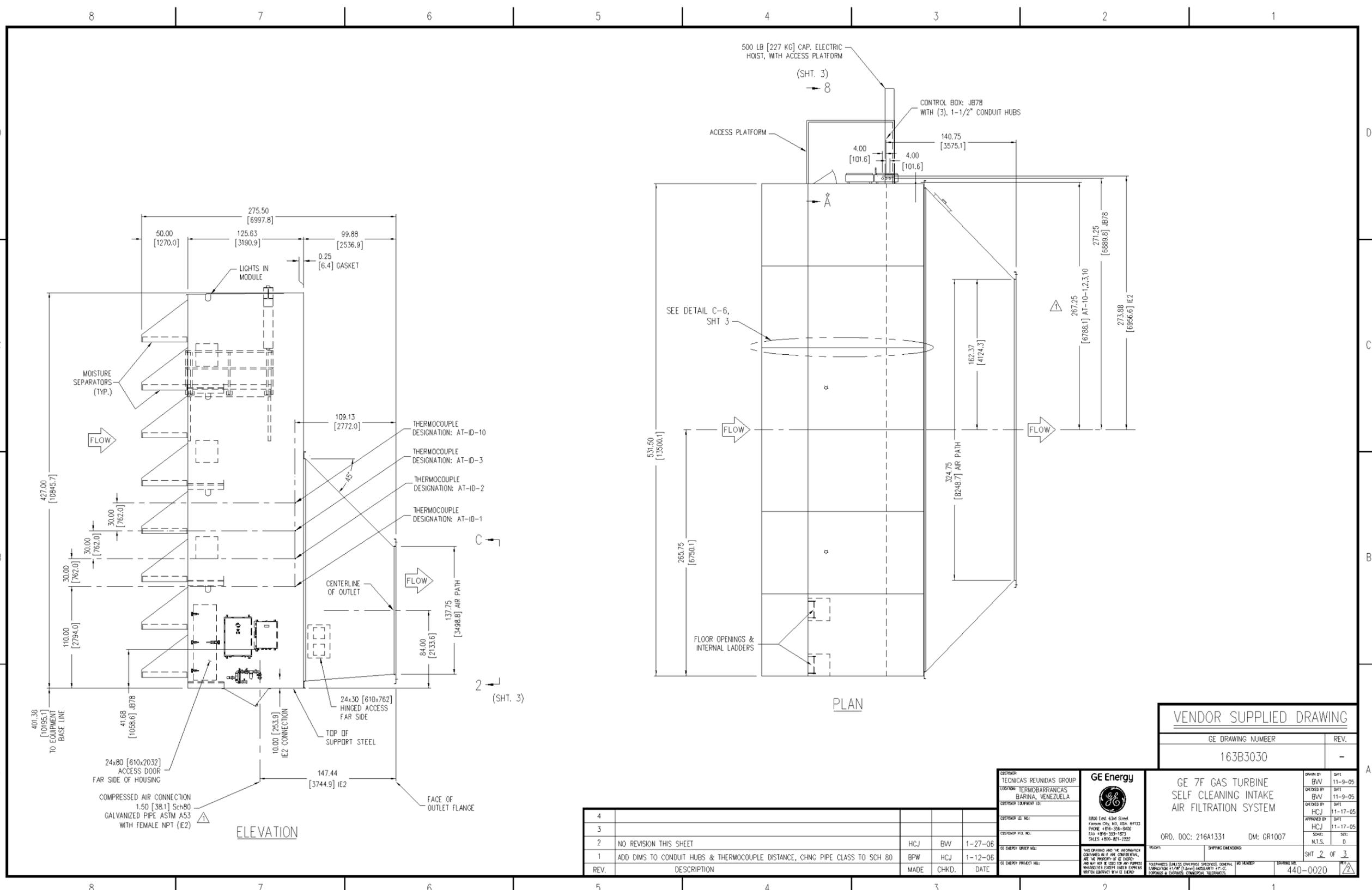
Note: All dimensions are in inches [mm] unless otherwise specified.

Applied Finish:

Surface Preparation: SSPC SP6
Prime Coat: (per P6C-AG25) Carboline Carbozinc 11 Inorganic Zinc
Top Coat: (per P6A-AL-0011) Carboline Carboguard 888 Epoxy
*Each product shall contain less than .06% lead or chromium by weight.
Internal ladders and walkways to be hot dip gvanized.

REV.	DESCRIPTION	MADE	CHKD.	DATE
4				
3				
2	NO REVISION THIS SHEET	HCJ	BVW	1-27-06
1	NO REVISION THIS SHEET	BPW	HCJ	1-12-06

DT-1N GE Power Generation		GENERAL ELECTRIC COMPANY Greenville, SC	
VENDOR SUPPLIED DRAWING			
GE NOT TO REVISE. GE REV. LEVEL IS AS SHOWN ON THIS APPLIQUE. DRAWING IS FILED UNDER THE GE DWG. NUMBER.			
FIRST MADE FOR: MI-7A1WFA358-1.2		A040	
CHECKED	GE SIGNATURES	DATE	GE DRAWING NUMBER
ISSUED	B. CUELLAR	06-07-10	163B3030
REV.			-
CUSTOMER: TECNICAS REUNIDAS GROUP		GE Energy	
LOCATION: TERMOBARRIACAS BARRIA, VENEZUELA		 8000 East 83rd Street Fort Worth, TX, USA 76133 PHONE: +1(817) 256-5400 FAX: +1(817) 323-1673 SALES: +1(800) 861-2222	
CUSTOMER PROJECT NO:			
GE ENERGY GROUP NO:		GE 7F GAS TURBINE SELF CLEANING INTAKE AIR FILTRATION SYSTEM ORD. DOC: 216A1331 DM: GR1007	
GE ENERGY PROJECT NO:		SHEET NO: 440-0020 SHEET OF: 3	



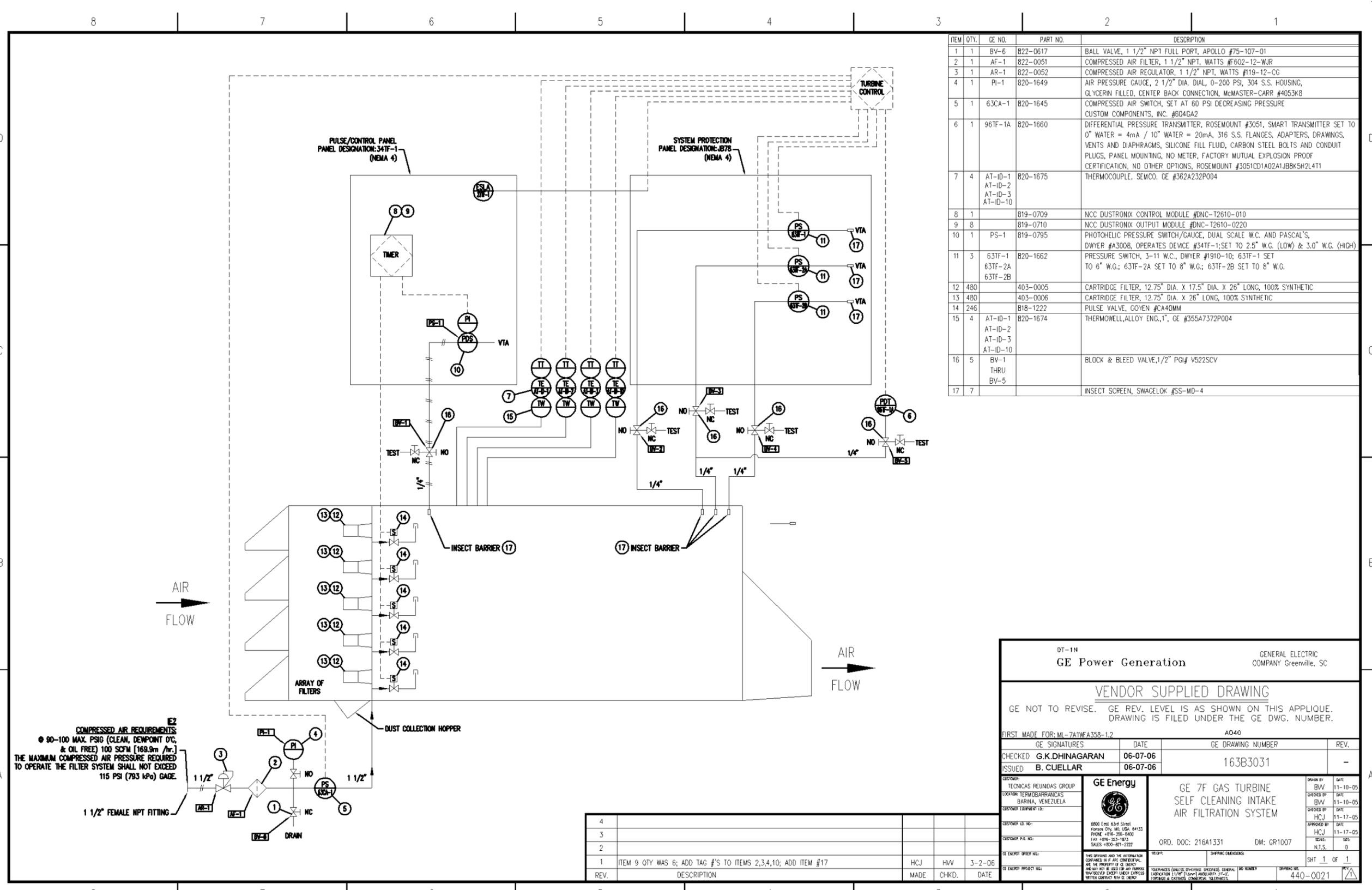
REV.	DESCRIPTION	MADE	CHKD.	DATE
4				
3				
2	NO REVISION THIS SHEET	HCJ	BW	1-27-06
1	ADD DIMS TO CONDUIT HUBS & THERMOCOUPLE DISTANCE, CHNG PIPE CLASS TO SCH 80	BPW	HCJ	1-12-06

TECNICAS REUNIDAS GROUP LOCAL: TERMOBARRANCAS BARINA, VENEZUELA CUSTOMER EQUIPMENT ID: CUSTOMER ID NO: CUSTOMER P.O. NO: GE ENERGY GROUP NO: GE ENERGY PROJECT NO:		<p>8000 End 63rd Street Kennesaw, GA, USA 30143 PHONE 404-875-5600 FAX 404-875-1873 SALES 404-875-2222</p>	GE 7F GAS TURBINE SELF-CLEANING INTAKE AIR FILTRATION SYSTEM ORD. DOC: 216A1331 DM: CR1007 SHEET 2 OF 3 440-0020	DRAWN BY: BW DATE: 11-9-05 CHECKED BY: BW DATE: 11-9-05 DESIGNED BY: HCJ DATE: 11-17-05 APPROVED BY: HCJ DATE: 11-17-05 SCALE: N.T.S. SEC: 0
--	--	--	--	---

VENDOR SUPPLIED DRAWING

GE DRAWING NUMBER: 163B3030

REV: -

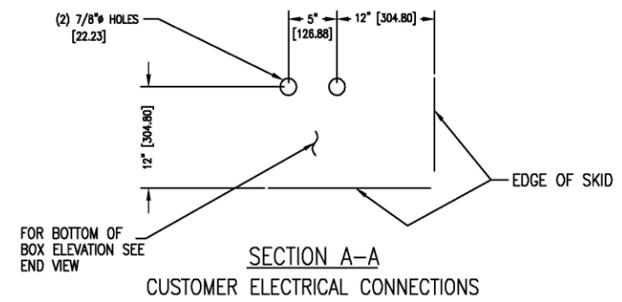
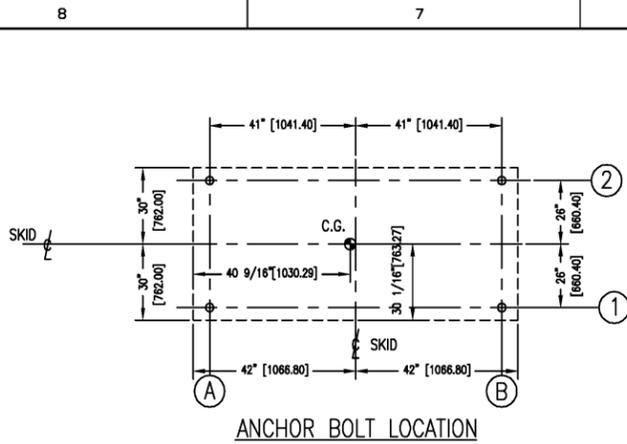


COMPRESSED AIR REQUIREMENTS
 ● 90-100 MAX. PSIG (CLEAN, DEMPONT DTC, & OIL FREE) 100 SCFM (169.9m³/hr.)
 THE MAXIMUM COMPRESSED AIR PRESSURE REQUIRED TO OPERATE THE FILTER SYSTEM SHALL NOT EXCEED 115 PSI (793 kPa) GAGE.

ITEM	QTY.	GE NO.	PART NO.	DESCRIPTION
1	1	BV-5	B22-0617	BALL VALVE, 1 1/2" NPT FULL PORT, APOLLO #75-107-01
2	1	AF-1	B22-0051	COMPRESSED AIR FILTER, 1 1/2" NPT, WATTS #F602-12-WJR
3	1	AR-1	B22-0052	COMPRESSED AIR REGULATOR, 1 1/2" NPT, WATTS #119-12-CG
4	1	PI-1	B20-1649	AIR PRESSURE GAUGE, 2 1/2" DIA. DIAL, 0-200 PSI, 304 S.S. HOUSING, GLYCERIN FILLED, CENTER BACK CONNECTION, McMASTER-CARR #4053K8
5	1	63CA-1	B20-1645	COMPRESSED AIR SWITCH, SET AT 60 PSI DECREASING PRESSURE CUSTOM COMPONENTS, INC. #604GA2
6	1	96TF-1A	B20-1660	DIFFERENTIAL PRESSURE TRANSMITTER, ROSEMOUNT #3051, SMART TRANSMITTER SET TO 0" WATER = 4mA / 10" WATER = 20mA, 316 S.S. FLANGES, ADAPTERS, DRAWINGS, VENTS AND DIAPHRAGMS, SILICONE FILL FLUID, CARBON STEEL BOLTS AND CONDUIT PLUGS, PANEL MOUNTING, NO METER, FACTORY MUTUAL EXPLOSION PROOF CERTIFICATION, NO OTHER OPTIONS, ROSEMOUNT #3051CD1A02A1JBRK5H2L4T1
7	4	AT-ID-1 AT-ID-2 AT-ID-3 AT-ID-10	B20-1675	THERMOCOUPLE, SEMCO, GE #362A232P004
8	1		B19-0709	NCC DUSTRONIX CONTROL MODULE #DNC-T2610-010
9	8		B19-0710	NCC DUSTRONIX OUTPUT MODULE #DNC-T2610-0220
10	1	PS-1	B19-0795	PHOTOHELIC PRESSURE SWITCH/GAUGE, DUAL SCALE W.C. AND PASCAL'S, DWYER #A300B, OPERATES DEVICE #34TF-1; SET TO 2.5" W.G. (LOW) & 3.0" W.G. (HIGH)
11	3	63TF-1 63TF-2A 63TF-2B	B20-1662	PRESSURE SWITCH, 3-11 W.C., DWYER #1910-10; 63TF-1 SET TO 6" W.G.; 63TF-2A SET TO 8" W.G.; 63TF-2B SET TO 8" W.G.
12	480		403-0005	CARTRIDGE FILTER, 12.75" DIA. X 17.5" DIA. X 26" LONG, 100% SYNTHETIC
13	480		403-0006	CARTRIDGE FILTER, 12.75" DIA. X 26" LONG, 100% SYNTHETIC
14	246		B18-1222	PULSE VALVE, GOYEN #CA40MM
15	4	AT-ID-1 AT-ID-2 AT-ID-3 AT-ID-10	B20-1674	THERMOWELL, ALLOY ENG., 1", GE #355A7372P004
16	5	BV-1 THRU BV-5		BLOCK & BLEED VALVE, 1/2" PGH V522SCV
17	7			INSECT SCREEN, SWAGelok #SS-MD-4

DT-1N GE Power Generation		GENERAL ELECTRIC COMPANY Greenville, SC	
VENDOR SUPPLIED DRAWING			
GE NOT TO REVISE. GE REV. LEVEL IS AS SHOWN ON THIS APPLIQUE. DRAWING IS FILED UNDER THE GE DWG. NUMBER.			
FIRST MADE FOR: ML-7A1MFA358-1.2		A040	
GE SIGNATURES	DATE	GE DRAWING NUMBER	REV.
CHECKED G.K.DHINAGARAN	06-07-06	163B3031	-
ISSUED B. CUELLAR	06-07-06		
DESIGNED BY: TECNICAS REUNIDAS GROUP LOCATION: TERNOSARRANCAS BARINA, VENEZUELA EQUIPMENT IDENTIFIED: EQUIPMENT U.I. NO.: EQUIPMENT P.O. NO.: GE ENERGY ORDER NO.: GE ENERGY PROJECT NO.:	 6800 End 43rd Street Fairfax City, VA, USA 22033 PHONE: 434-535-5600 FAX: 434-533-1673 SALES: 434-533-1222	GE 7F GAS TURBINE SELF CLEANING INTAKE AIR FILTRATION SYSTEM ORD. DOC: 216A1331 DM: GR1007	DRAWN BY: BW DATE: 11-10-05 CHECKED BY: BW DATE: 11-10-05 APPROVED BY: HCJ DATE: 11-17-05 SCALE: N.T.S. SHEET: 1 OF 1
THIS DRAWING AND THE INFORMATION CONTAINED HEREIN ARE THE PROPERTY OF GE ENERGY AND MAY NOT BE USED OR REPRODUCED IN ANY MANNER WITHOUT EXPRESS WRITTEN CONSENT FROM GE ENERGY.		DIMENSIONS UNLESS OTHERWISE SPECIFIED GENERAL FABRICATION TYPICAL DIMENSIONS SHALL BE AS SHOWN ON DRAWING.	
REV. 1		440-0021	

REV.	DESCRIPTION	MADE	CHKD.	DATE
4				
3				
2				
1	ITEM 9 QTY WAS 6; ADD TAG #'S TO ITEMS 2,3,4,10; ADD ITEM #17	HCJ	HJV	3-2-06



APU 100 SCFM CONNECTION SCHEDULE					
CONNECTION	SIZE	(METRIC)	TYPE	DESCRIPTION	MAT'L
AP1	1.00	[25.40]	300# RF FLANGE	AIR INLET	S.S.
AP2	1.00	[25.40]	150# RF FLANGE	AIR OUTLET	S.S.
AP3	.25	[6.35]	0.25[6.35] TUBING	COALESCER DRAIN	S.S.
AP4	.50	[12.70]	0.50[12.70] PIPING	SEPARATOR DRAIN	S.S.

LOAD TABLE (POUNDS)					
LOAD	PAD	A-1	A-2	B-1	B-2
DEAD LOAD		457	458	442	443

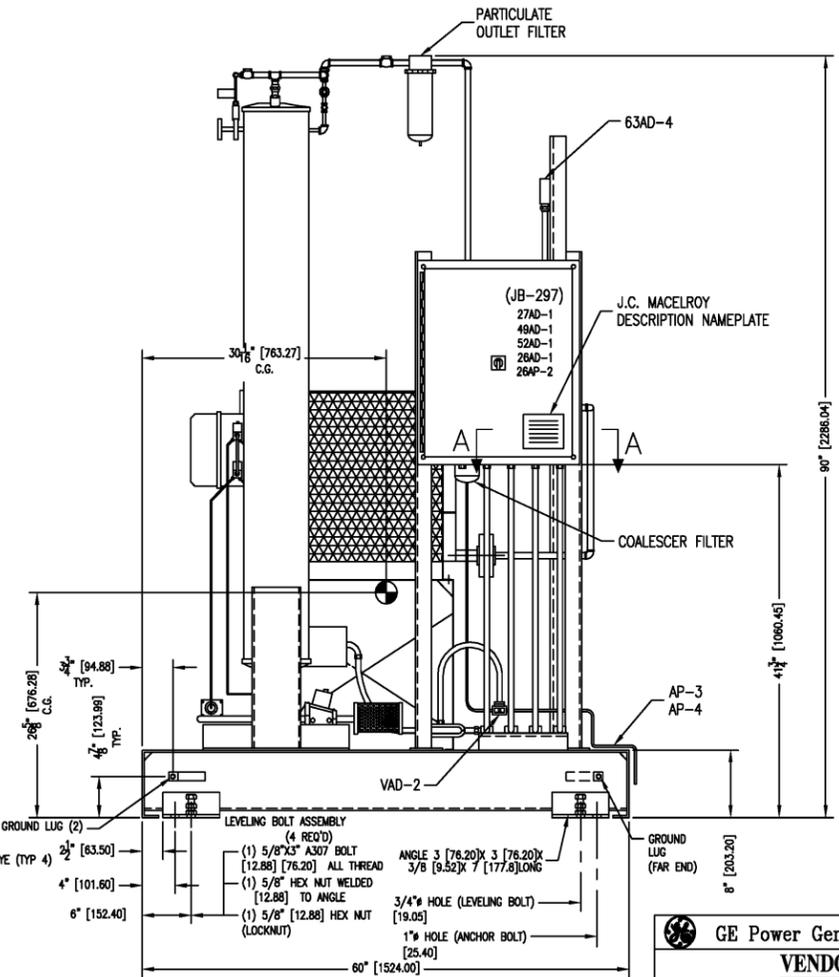
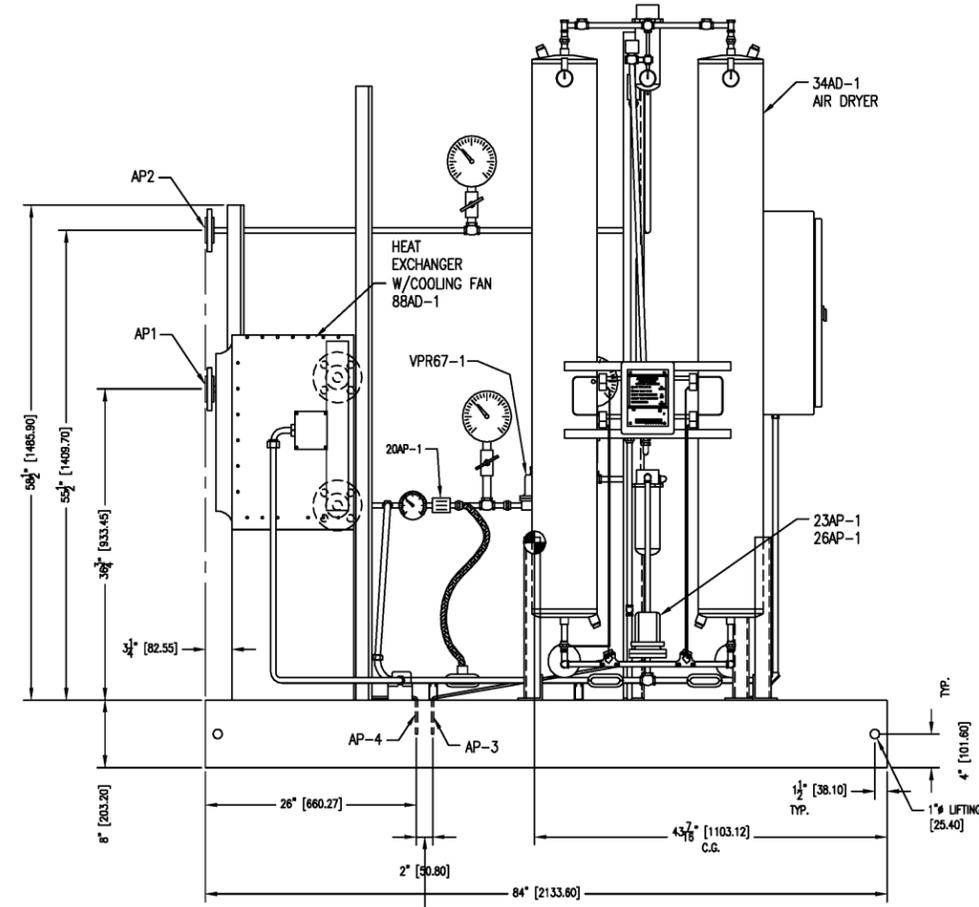
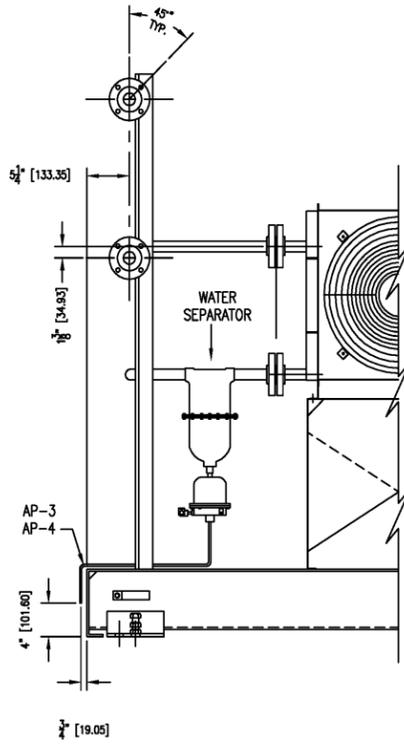
SEE ANCHOR BOLT LOCATION
LOADS ARE POSITIVE DOWNWARD UNLESS (-) UPLIFT

REV. NO.	ZONE	DESCRIPTION	DATE	BY
1		REMOVED DEVICE #43AD-1	1/20/05	EK
2		CHANGED C.G. & LOAD TABLE	10/2/06	HM

CUSTOMER ELECTRIC CONNECTION TBC (FOR JB 297)	
1	120 VAC (L1)
2	120 VAC (L1)
3	120 VAC (N)
4	PE (GND)

APU SCFM	APPROX. WT. [KG.]
100	1800 LBS. [816.48]

DEVICE NOMENCLATURE	
20AP-1	APU SHUT OFF VALVE
23AP-1	APU HEAT TRACING
26AD-1	APU COOLING FAN TEMP SWITCH
26AP-1	APU THERMOSTAT
26AP-2	APU OVER TEMP SWITCH
27AD-1	APU LOSS OF POWER ALARM
34AD-1	AIR DRYER
49AD-1	APU MANUAL MOTOR PROTECTOR
52AD-1	APU COOLING FAN CONTACTOR
63AD-4	LOW PRESSURE ALARM
88AD-1	APU COOLING FAN
VAD-2	AIR PROCESSING UNIT DRAIN VALVE
VPR67-1	AIR FILTER BLOW DOWN REGULATOR VALVE



- NOTE:**
- 1.00" DIA. [25.40] MTG. HOLES FOR 0.75" DIA. [19.05] ANCHOR BOLTS WITH 2.00" [50.80] PROJECTION ABOVE FLOOR TYP. (4) PLACES. ANCHOR BOLTS, WASHERS AND NUTS ARE BY INSTALLER.
 - CENTER OF GRAVITY APPLIES TO FULLY ASSEMBLED UNIT.
 - DIMENSIONS SHOWN IN [] ARE IN METRIC
 - ALL FLANGES AND PIPES ARE UNITED STATES ANSI STANDARD AND INSTALLED ACCORDINGLY. METRIC DIMENSIONS SHOWN ARE NOMINALLY EQUIVALENT FOR REFERENCE ONLY. LOCATE PIPE FLANGES WITH 4 BOLTS HOLES BY POSITIONING HOLES 45" FROM CENTERLINES. LOCATE PIPE FLANGES WITH 8 BOLTS HOLES BY POSITIONING HOLES 22.5" FROM CENTERLINES.
 - PIPING FROM WATER SEPARATOR IS SLOPED APPROX. 1/8" PER FT. TOWARD AIR DRYER.
 - CUSTOMERS ELECTRICAL CONNECTIONS FOR JB297 AS SHOWN IN THE DWG TO BE DRILLED IN FIELD BY INSTALLER.

GE Power Generation
GENERAL ELECTRIC COMPANY SCENECTADY, NY

VENDOR SUPPLIED DRAWING

GE NOT TO REVISE. GE REVISION LEVEL IS AS SHOWN ON THIS APPLIQUE. THIS DOCUMENT IS FILED UNDER THE GE DRAWING NUMBER.

THIS DOCUMENT SHALL BE REVISED IN ITS ENTIRETY. ALL SHEETS OF THIS DOCUMENT ARE THE SAME REVISION LEVEL AS INDICATED IN THIS VENDOR SUPPLIED DRAWING APPLIQUE.

FIRST MADE FOR:		OF	
GE SIGNATURES	DATE	GE DRAWING NUMBER	REV.
CHECKED VE LAYUTHAM, G	07-02-02	211D2101	A
ISSUED SURESH KUMAR, M	07-02-02		

CONTACT INFORMATION:
NAME: SCOTT MULLER
(scottmuller@macecro.com)
PHONE NO.: (732)572-7100
FAX NO.: (732)572-7112

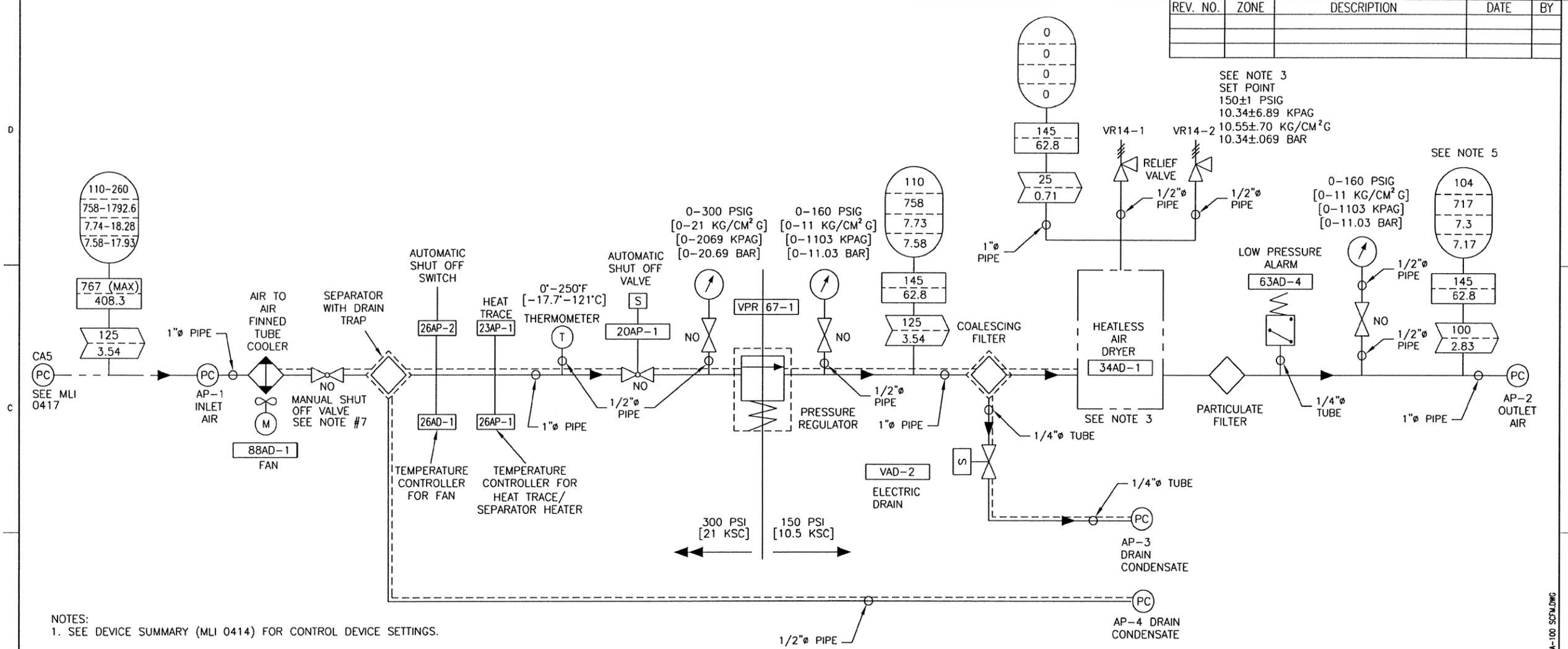
MacElroy

J. C. MacElroy Co. Inc.
91 ETHEL ROAD WEST, PISCATAWAY, N.J. 08855

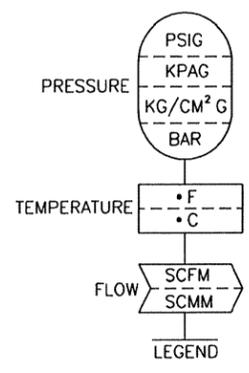
TITLE
OUTLINE DRAWING AIR PROCESS UNIT FOR 100 SCFM
DIS 100 - 102

DRAWN BY EK	CHECKED BY SM	ENGINEER SM
CONTR. GENERAL ELECTRIC		SHEET 1 OF 1
DATE 7/10/02	SCALE N.T.S.	DWG. NO. D-02-1680

REV. NO.	ZONE	DESCRIPTION	DATE	BY



- NOTES:
- SEE DEVICE SUMMARY (MLI 0414) FOR CONTROL DEVICE SETTINGS.
 - SEE OUTLINE, AIR PROCESSING UNIT (MLI A130) FOR PC DESCRIPTIONS.
 - REFER TO AIR DRYER INSTRUCTION MANUAL FOR DETAILS.
 - THE INTERCONNECT PIPING BETWEEN THE GAS TURBINE COMPRESSOR AND THE AIR PROCESSING UNIT SHALL BE DESIGNED AND INSTALLED WITH SUFFICIENT SLOPE TO FACILITATE PROPER DRAINAGE OF THE SYSTEM TO AVOID FREEZING OF RESIDUAL FLUIDS DURING START-UP, SHUTDOWN AND NORMAL OPERATION. IT IS RECOMMENDED THAT THE INTERCONNECT PIPING SHALL BE FREE OF LOW POINTS AND WITH AN AUTO DRAIN SYSTEM IF LOW POINTS NEED TO BE INCORPORATED TO AVOID FREEZING OR CONDENSATE WATER SLUGS AFFECTING THE AIR PROCESSING UNIT (APU). IT IS ALSO RECOMMENDED TO MAINTAIN THE TRANSFER PIPE TEMPERATURE WELL ABOVE THE DEW POINT TEMPERATURE (>250°F) OF THE AIR UNDER NORMAL GAS TURBINE OPERATING CONDITIONS, OTHERWISE HEAT TRACING AND INSULATION OF THE INTERCONNECT PIPING AUTO DRAIN SYSTEM MAY BE REQUIRED. REFER GE TIL 1365-2 FOR MORE DETAIL. INTERCONNECTING PIPING MAY REQUIRE INSULATION FOR PERSONNEL SAFETY PROTECTION.
 - RECOMMENDED NOT TO EXCEED OUTLET CONDITIONS, ESPECIALLY FLOW TO ENSURE NORMAL OPERATION AND SERVICE LIFE FOR DRYER.
 - INLET CONDITIONS TO AP-1 DEPENDS ON GT OPERATING MODES, HOWEVER WILL BE AMBIENT DURING START-UP AND SHUT-DOWN. MOISTURE CONTENT CAN BE AS HIGH AS 0.0862 LBS. WATER PER LB AIR IN SATURATED 122°F AMBIENT AIR
 - CLOSE VALVE TO SERVICE DRYER AND FILTERS.
 - ANY ADDITIONAL DRAIN SYSTEM IF REQUIRED AT THE HEAT EXCHANGER OUTLET HEADER TO REMOVE ANY STANDING WATER, MUST BE AUTOMATIC WITH HEAT TRACING AND INSULATION TO PREVENT FREEZING AND MUST BE COMBINED TOGETHER WITH THE WATER SEPARATOR DRAIN.
 - REFER TO GE DWG. 230F1025 FOR GENERAL NOTES AND SYMBOLS.
 - SKID TO BE INSTALLED IN A NON-HAZARDOUS (NON-CLASSIFIED) AREA.



GE Power Generation GENERAL ELECTRIC COMPANY SCHENECTADY, NY

VENDOR SUPPLIED DRAWING

GE NOT TO REVISE. GE REVISION LEVEL IS AS SHOWN ON THIS APPLIQUE. THIS DOCUMENT IS FILED UNDER THE GE DRAWING NUMBER.

THIS DOCUMENT SHALL BE REVISED IN ITS ENTIRETY. ALL SHEETS OF THIS DOCUMENT ARE THE SAME REVISION LEVEL AS INDICATED IN THIS VENDOR SUPPLIED DRAWING APPLIQUE.

FIRST MADE FOR:	OF
GE SIGNATURES	DATE
CHECKED	GE DRAWING NUMBER
ISSUED	REV.

208D3995

MacElroy

J. C. MacElroy Co. Inc.
91 ETHEL ROAD WEST, PISCATAWAY, N.J. 08855

TITLE: **DIAGRAM, 7FA-100 SCHEM PP CONTROL AIR DIS 121**

DRAWN BY: EK	CHECKED BY: SM	ENGINEER: SM
CONTR. GENERAL ELECTRIC	SHEET 1 OF 1	
DATE 11/14/02	SCALE N.T.S.	DWG. NO. D-02-1675

CONTACT INFORMATION:
NAME: SCOTT MULLER
(scottmuller@macelroy.com)
PHONE NO.: (732)572-7100
FAX NO.: (732)572-7112

E:\APU\TYPICAL PAND\PAID_7FA-100 SCHEM.DWG

Tab 4

REVISIONS			
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
A	UPDATED THE TITLE OF TABLE PER DCI06019334.	06-07-05	JF2

THIS DOCUMENT SHALL BE REVISED IN ITS ENTIRETY. ALL SHEETS OF THIS DOCUMENT ARE THE SAME REVISION LEVEL AS INDICATED.

PURCHASER CONNECTION LOCATIONS-DESIGN REQUIREMENTS/PROCESS CONDITIONS

PM01 PM04	INLET PRESSURE PROBES (DELTA P CONNECTION) PRESSURE(PSIG): MIN=0.0 MAX=0.400 DESIGN=0.100 PRESSURE(KG/CM2): MIN=0.0 MAX=0.028 DESIGN=0.007 PRESSURE(BAR): MIN=0.0 MAX=0.028 DESIGN=0.007 PRESSURE(KPA): MIN=0.0 MAX=2.758 DESIGN=0.700 AMBIENT TEMPERATURE
PM02 PM05	BELLMOUTH PRESSURE PROBES (DELTA P CONNECTION) PRESSURE(PSIG): MIN=0.0 MAX=5.000 DESIGN=3.500 PRESSURE(KG/CM2): MIN=0.0 MAX=0.352 DESIGN=0.246 PRESSURE(BAR): MIN=0.0 MAX=0.345 DESIGN=0.241 PRESSURE(KPA): MIN=0.0 MAX=34.470 DESIGN=24.130 AMBIENT TEMPERATURE
PM3-1 PM3-2 PM08 PM11	EXHAUST PRESSURE TEMPERATURE(F): MIN=0.0 MAX=1200 DESIGN=1100 TEMPERATURE(C): MIN=0.0 MAX=648.9 DESIGN=593.3 PRESSURE(PSIG) MIN=0.0 MAX=1.00 DESIGN=0.361 PRESSURE(KG/CM2) MIN=0.0 MAX=0.070 DESIGN=0.025 PRESSURE(BAR) MIN=0.0 MAX=0.069 DESIGN=0.025 PRESSURE(KPA) MIN=0.0 MAX=6.894 DESIGN=2.491
PM06 PM09 PM10 PM12	TO ATM AMBIENT PRESSURE AMBIENT TEMPERATURE

NOTES:

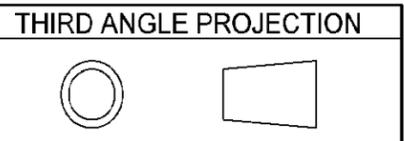
1. SEE DEVICE SUMMARY (MLI 0414) FOR CONTROL DEVICE SETTINGS.
2. SEE 0302 FOR INSTALLATION OUTLINE.
3. FOR CALIBRATION MINIMUM DISTANCE BETWEEN TOP OF TRANSMITTER AND JB37 WALL IS TO BE 6.0 INCH
4. 3-WAY VALVES SUPPLIED BY G.E.
5. THE RECOMMENDED SLOPE OF THE TUBING RUN FROM JB37 TO THE EXHAUST DUCT IS TOWARDS THE EXHAUST DUCT, AS INDICATED. HOWEVER, IT IS ACCEPTABLE TO SLOPE THE TUBING RUN TOWARDS THE JUNCTION BOX, OR TOWARDS BOTH THE JUNCTION BOX AND THE EXHAUST DUCT, PROVIDED THAT THE CORRECT SLOPE IS MAINTAINED, AND NO LOW POINTS EXIST AT ANY LOCATION IN THE TUBING RUN.

SCHEMATIC DIAGRAM PERFORMANCE MONITOR

1	PIPING SYMBOLS	277A2415
IT.	NOMENCLATURE	IDENT

LIST OF COMPLEMENTARY DOCUMENTS

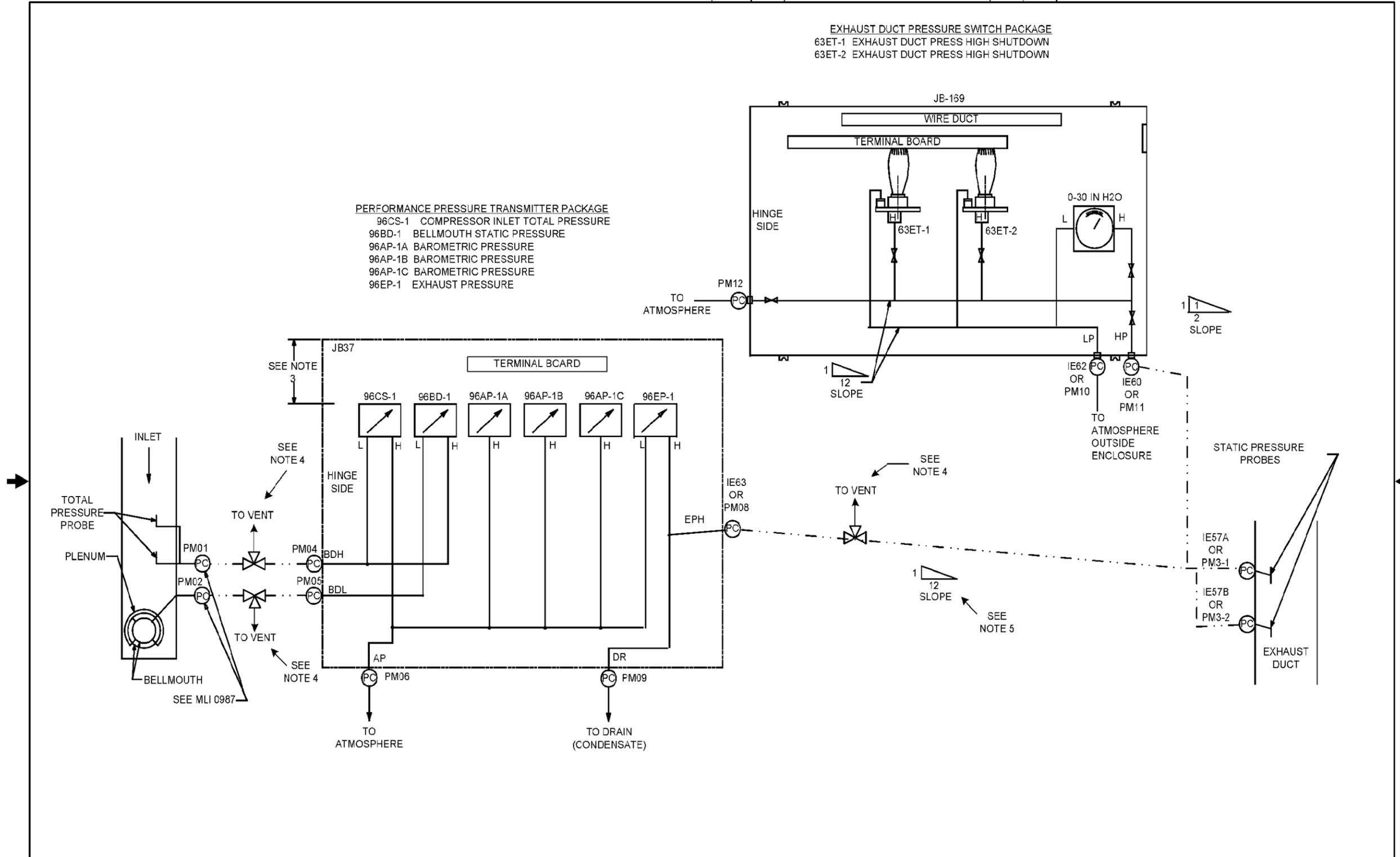
UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE	GENERAL ELECTRIC COMPANY		
DIMENSIONS ARE IN INCHES TOLERANCES ON 2 PL DECIMALS ± 3 PL DECIMALS ± ANGLES ± FRACTIONS ±	DRAWN	Liliana Cornejo	2003-06-27	 GE Power Generation 0492: PERFORMANCE MONITOR 0492	
	CHECKED	Scott Zsepek	2003-06-27		
	ENGRG	Scott Zsepek	2003-06-27		
	ISSUED	Liliana Cornejo	2003-06-27		
APPLIED PRACTICES 348A9200	SIM TO: NONE			SIZE B	CAGE CODE
				SCALE NONE	DWG NO 361B2834
				SHEET 1	DISTR TO



© COPYRIGHT 2003 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.

EXHAUST DUCT PRESSURE SWITCH PACKAGE
 63ET-1 EXHAUST DUCT PRESS HIGH SHUTDOWN
 63ET-2 EXHAUST DUCT PRESS HIGH SHUTDOWN

PERFORMANCE PRESSURE TRANSMITTER PACKAGE
 96CS-1 COMPRESSOR INLET TOTAL PRESSURE
 96BD-1 BELLMOUTH STATIC PRESSURE
 96AP-1A BAROMETRIC PRESSURE
 96AP-1B BAROMETRIC PRESSURE
 96AP-1C BAROMETRIC PRESSURE
 96EP-1 EXHAUST PRESSURE



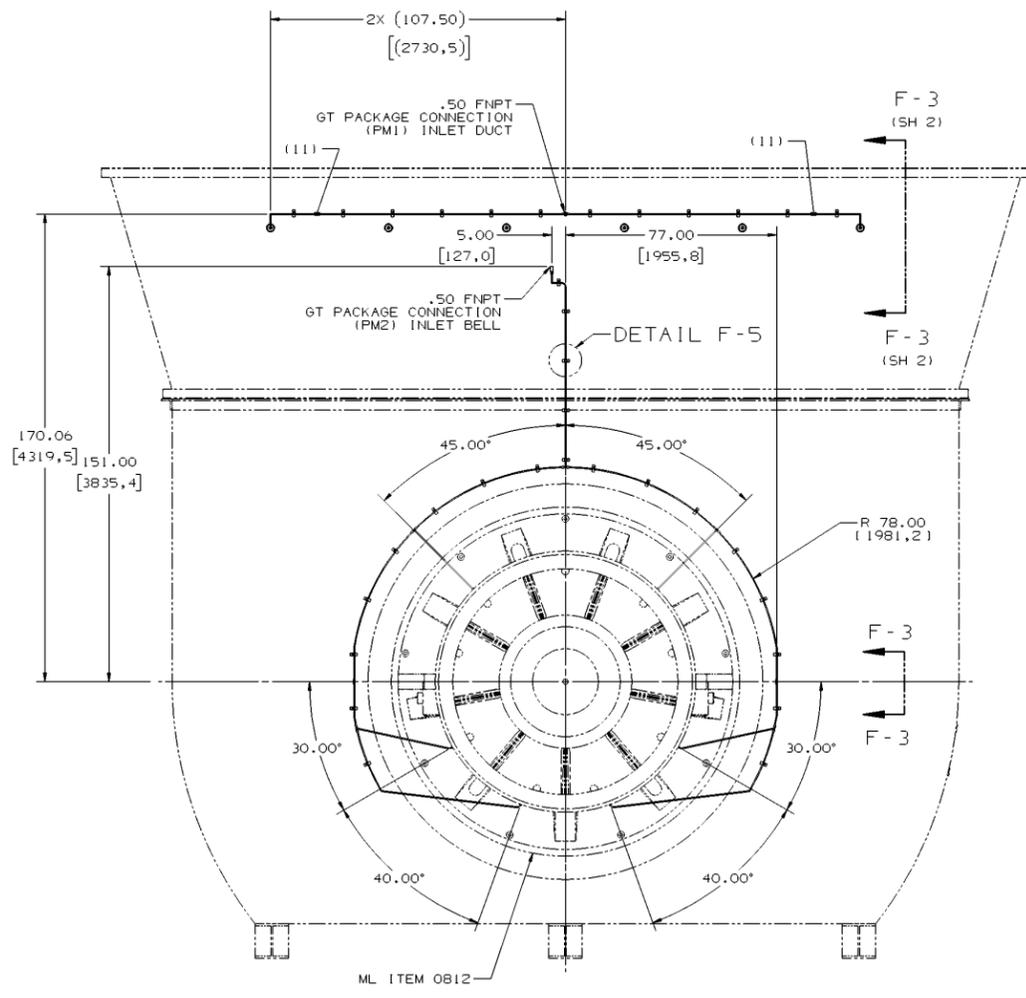
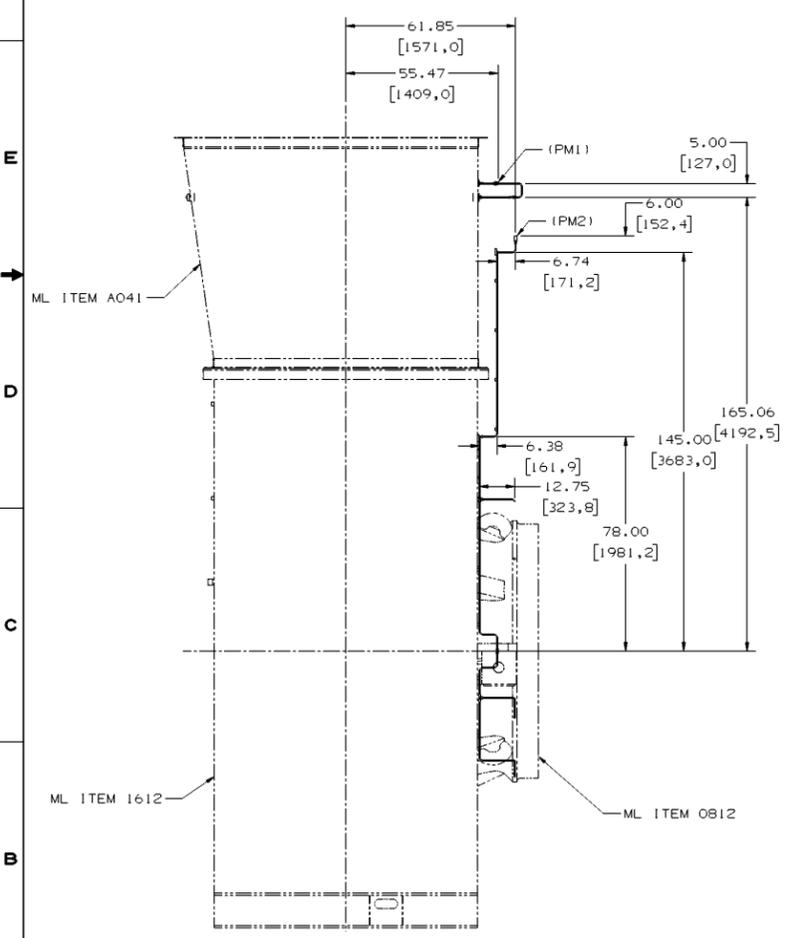
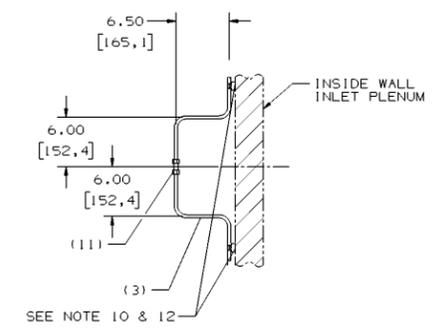
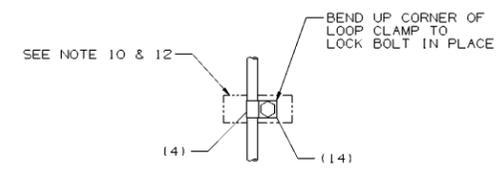
GENERAL ELECTRIC COMPANY		SIZE B	CAGE CODE	DWG NO	0492
GE Power Generation					
DRAWN Liliana Cornejo	2003-06-27			361B2834	
ISSUED Liliana Cornejo	2003-06-27	SCALE		SHEET 2	DISTR TO

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
1			

REVISE ON CAD ONLY
UG PART: 131E4310G001
(SPEC: 131E4310)

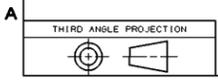
NOTES :

- GENERAL MACHINING APPLIED PRACTICES ARE PER 348A9200.
- STRUCTURAL WELDS ARE PER PBA-A61, FILLER MATERIAL IS PER COLUMN AB UNLESS OTHERWISE SPECIFIED.
- INSTALL AND SUPPORT TUBING PER 215A4435.
- INSTALL TUBE UNIONS AS REQUIRED.
- TUBE RUNS ARE ILLUSTRATIVE ONLY.
- CLEAN AND PAINT PER ML ITEM 0108.
- SLOPE .25 INCH PER FOOT MINIMUM.
- FIELD TO PROVIDE ROOF PENETRATION IN ML ITEM 1634 ENCLOSURE BEFORE INSTALLING PART 7 FOR PURCHASER CONNECTION (PM2).
- DIMENSION SHOWS DISTANCE FROM END OF PART 1 (PROBE) TO PART 2 (WAHSER).
- DO NOT WELD TO ML ITEM 1612 INLET PLENUM.
- LINEAR DIMENSIONS IN BRACKETS () ARE IN MILLIMETERS AND ARE FOR REFERENCE ONLY. ALL DIMENSIONS OF THE MANUFACTURED PART(S) MUST EQUAL THE DECIMAL-INCH DIMENSIONS AND, WHEN REQUIRED, BE RECORDED IN DECIMAL-INCH UNITS. MILLIMETER DIMENSIONS SHOWN MAY NOT CONVERT EXACTLY FROM INCHES DUE TO DIMENSIONAL ROUNDING.
- MOUNTING BAR TO BE SUPPLIED BY INLET PLENUM VENDOR.



REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
4	INSTR. CLN & PNT		ML ITEM 0108
3	INSTR. ASSY-TUBE & FTG		215A4435
2	WELDING-GENL SPEC		PBA-A61
1	APLD PRAC, GENL MACH		348A9200
1	NOMENCLATURE IDENT		

REV	REV STATUS
2	SH



© COPYRIGHT 2005 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.

BOM ISSUED

SIGNATURES	DATE
DR: MICHAEL R. SMITH	05-04-04
CHKD: MICHAEL R. SMITH	05-05-04
ISSUED: MICHAEL R. SMITH	05-05-13

APPLIED PRACTICES 348A9200

GE Power Generation

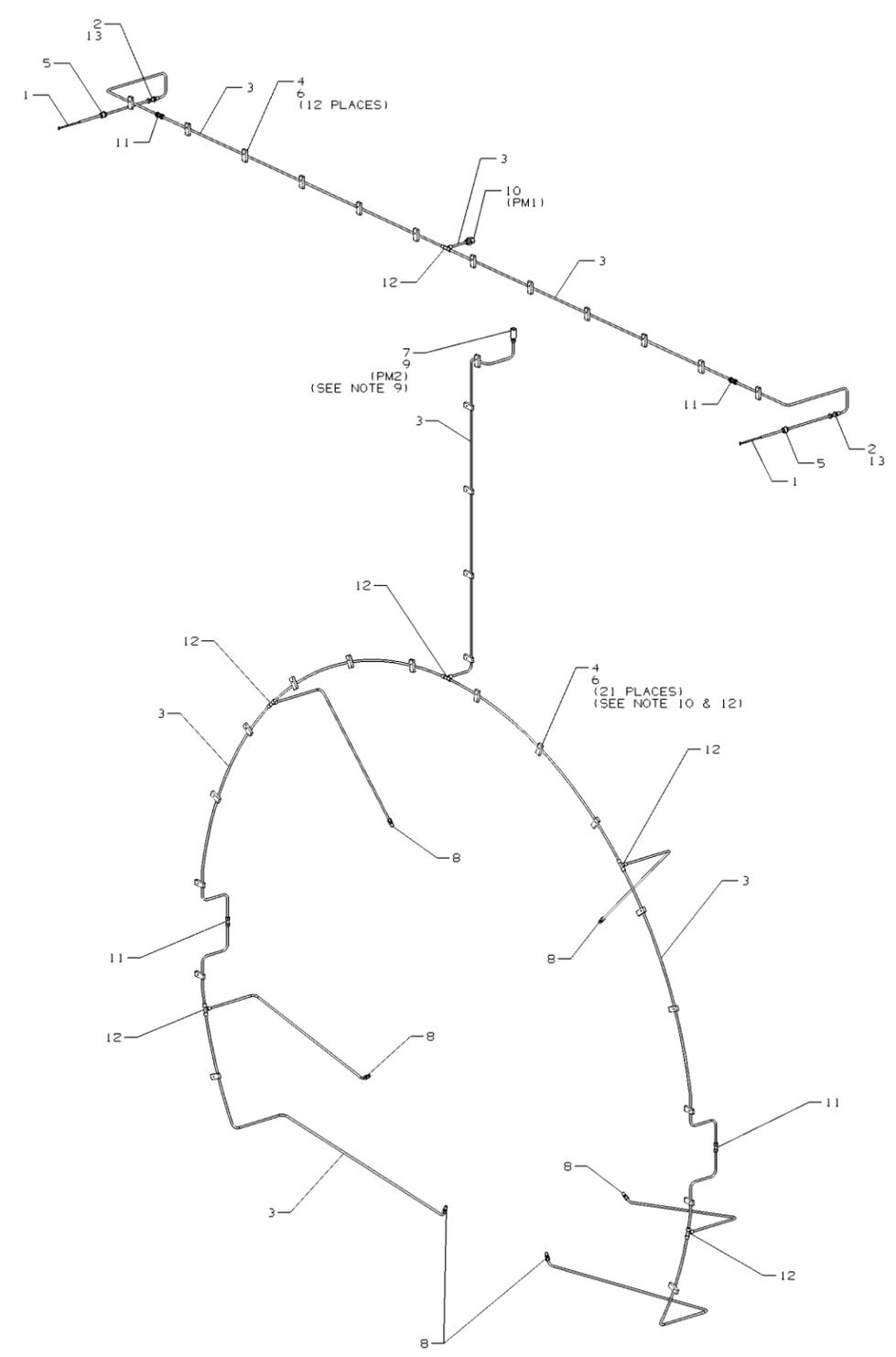
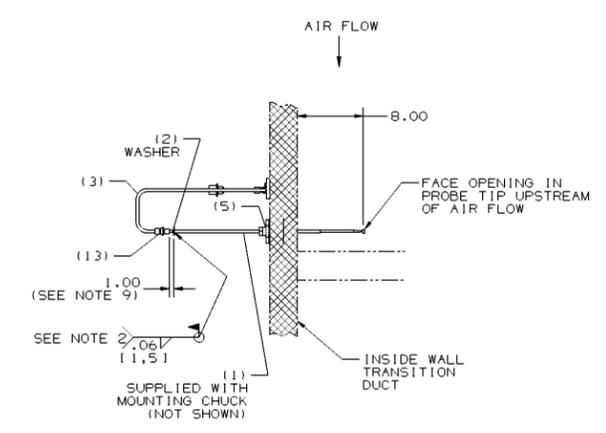
TUBING ARR,
PERFORMANCE MONITORING
FIRST MADE FOR ML-7A1WFA1-9 0987

131E4310

SCALE NONE

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED

REVISE ON CAD ONLY
UG PART: 131E4310G001
(SPEC: 131E4310)



© COPYRIGHT 2005 GENERAL ELECTRIC COMPANY

PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.

131E4310	2	1
131E4310	2	1
131E4310	2	1

Tab 5

GEK 111526
Agosto de 2006

GE Energy

Sistema de lubricación

Estas instrucciones no tienen como objeto abarcar todos los detalles o variaciones en el equipo ni tampoco proporcionar soluciones para todas las posibles contingencias asociadas a la instalación, funcionamiento o mantenimiento del aparato. En caso de que se necesite más información o que se produzcan problemas concretos que no estén lo suficientemente explicados para los fines del comprador, deberán dirigirse las consultas a GE Company.

© 2006 General Electric Company

I. GENERAL

Las necesidades de aceite de lubricación e hidráulico para la planta eléctrica de turbina de gas 7FA y 7FB se suministran en un módulo de lubricación de alimentación forzada independiente y cerrado. Este módulo de lubricación, que se completa con un depósito, bombas, enfriadores, filtros, válvulas y varios dispositivos de protección y de control, suministra aceite a los cojinetes de la turbina de gas y del generador (absorbiendo la carga de rechazo de calor), a los medios de arranque, engranaje de carga y, en las unidades de combustible dual, a los compresores de purga/aire de pulverización. Este módulo también se utiliza para suministrar aceite al sistema de aceite de elevación y de desconexión, así como a los sellos de hidrógeno en el generador. Además, una parte del líquido presurizado se deriva y se filtra de nuevo para utilizarse en dispositivos de control hidráulico como líquido control.

Consulte la sección ESPECIFICACIONES DE FLUIDOS "Recomendaciones para el aceite de lubricación para turbinas de gas en entornos de cojinetes operando a más de 500 °F (260 °C)" de este manual para conocer las necesidades de aceite lubricante.

El sistema de lubricación está pensado para suministrar lubricante filtrado a la temperatura y presión adecuadas para el funcionamiento de la turbina y del equipo relacionado. Consulte el diagrama esquemático de tuberías de aceite lubricante en esta sección. Entre los componentes del sistema principal se incluyen:

1. Un depósito de aceite lubricante que sirve de base para el módulo de accesorios.
2. Dos bombas centrífugas (PQ1-1 y PQ1-2) accionadas por un motor CA eléctrico (88QA-1 y 88QA-2). Cada motor CA incorpora un calefactor del espacio del motor (23QA-1 y -2) para evitar que se forme condensación en el motor.
3. Una bomba de aceite de emergencia (PQ2-1) con motor CC (88QE-1).
4. Una bomba principal de aceite de sellado (PQ3-1) accionada por un motor CA (88QS-1). El motor CA incorpora un calefactor del espacio del motor (23QS-1).
5. Una bomba de aceite de emergencia accionada por un motor CC (88ES-1). Observe que en la mayoría de los casos PQ3-1 es un motor CC/CA "incorporado a otro motor" que acciona una bomba. Si el cliente ha optado por adquirir bombas de aceite de sellado CC y CA independientes, la bomba CC independiente se denomina en tal caso PQ3-2.
6. Intercambiadores de calor duales de aceite de lubricación montados en paralelo (LOHX-1 y LOHX-2).
7. Dos filtros de aceite de lubricación de capacidad total montados en paralelo (LF3-1 y LF3-2).
8. Un regulador de presión del cabezal del cojinete (VPR2-1).
9. Eliminador de vapor (LF3-3) con motor/ventilador redundante (88QV-1A y 88QV-1B) calefactores del espacio del motor (23QV-2A y 23QV-2B).
10. Conmutadores de protección de la presión (63QA-1A, 63QA-1B, 63QE-1, 63QT-2A y 63QT-2B; en las unidades con combustible líquido, 63QA-3).
11. Pilas termoeléctricas de temperatura del depósito (LT-OT-3A/B, LT-OT-4A/B) para controlar el calefactor sumergible con arranque de bomba condicional.
12. Pilas termoeléctricas del colector del aceite lubricante (LT-TH-1, 2, 3).

13. Pilas termoeléctricas de drenaje del aceite lubricante (LT-B1D-1A/1B, LT-B2D-1A/1B, LT-G1D-A/B y LT-G2D-A/B).

**Sistema de lubricación
111526**

GEK

NOTA

"A/B" señala pilas termoeléctricas de elemento dual. LT-B1D-1A/1B y LT-B2D-1A/1B pueden ser pilas termoeléctricas únicas que se denominan LT-B1D-1 y LT-B2D-1 en algunas unidades.

El aceite lubricante se reparte mediante un conjunto redundante de bombas CA. Se suministra una bomba CC en caso de corte en el suministro de CA en el emplazamiento. Estas bombas constituyen el primer equipo auxiliar que debe recibir electricidad en una secuencia de arranque. Después de una interrupción de la unidad, estas bombas siguen funcionando durante el extenso período de enfriamiento y son los últimos equipos auxiliares que se deben detener. El sistema de aceite lubricante es autónomo. Después de la lubricación y la extracción del calor del equipo de rotación, el aceite regresa al depósito de aceite lubricante. Se enfría con intercambiadores de calor de tipo aceite a agua a medida que se bombea del depósito y vuelve a recircular. Se incluyen varios dispositivos de detección en el diseño para garantizar un nivel de aceite adecuado en el depósito, así como una presión y temperatura del aceite correctas.

Todas las bombas cuentan con una válvula de retención en la tubería de la bomba de descarga para que el aceite no circule hacia el depósito a través de una bomba inoperativa.

La temperatura del depósito de aceite se indica mediante un termómetro en el lateral del depósito. Las pilas termoeléctricas conectadas al cuadro de control muestran la temperatura del aceite lubricante en el cabezal del cojinete. Las pilas termoeléctricas en los desagües del cojinete también están conectadas al cuadro de control de la turbina para permitir su supervisión. El orificio de toma de muestras de aceite del cabezal del cojinete se encuentra en una posición ascendente al regulador VPR2-1.

Para el arranque de la turbina, se requiere una viscosidad máxima del aceite de 800 SUS (173 centistoke) para permitir el funcionamiento correcto del sistema de control y para la lubricación del cojinete. Las pilas termoeléctricas LT-OT-3A/B y LT-OT-4A/B impiden el arranque de la turbina si la temperatura del lubricante baja hasta un punto en el que la viscosidad del aceite supera los 800 SUS (173 centistoke).

II. DESCRIPCIÓN FUNCIONAL**A. Depósito y tuberías del lubricante**

El depósito de aceite forma parte integral del módulo. El interior del depósito está recubierto con una capa protectora resistente al aceite. La parte superior del depósito constituye la base sobre la que ciertos componentes están instalados, como las bombas y los intercambiadores de calor.

En condiciones de funcionamiento normal, se suministra aceite al sistema a través de una de las dos bombas centrífugas principales accionadas por motores CA (PQ1-1 y PQ1-2). El operador selecciona las bombas de inicio y de retardo a través del sistema de control de la turbina antes del arranque. Al alternar la selección de bombas de inicio/retardo, se pueden igualar las horas de funcionamiento. Cada motor CA incorpora un calefactor del espacio del motor (23QA-1 y -2) para evitar que se forme condensación en el motor. Todas las bombas cuentan con una válvula de retención en la tubería de descarga para que el aceite no circule hacia el depósito a través de una bomba inoperativa. Dos conmutadores de presión (63QA-1A y -1B) están instalados en el cabezal común, justo en sentido descendente de las bombas principales para garantizar un funcionamiento correcto de la bomba. Si cualquiera de los conmutadores detecta una presión baja, se emite una alarma y la bomba de retardo se activa automáticamente. Si se produce una alarma, el operador deberá apagar manualmente una de las bombas y comprobar si la presión del sistema es estable.

El aceite se bombea en primer lugar a través de uno de los dos intercambiadores de calor montados en paralelo (LOHX-1 y LOHX-2). Cada uno está diseñado para mantener el aceite a la temperatura adecuada para el cabezal del cojinete. La temperatura máxima para el cabezal del cojinete permitida en condiciones de funcionamiento normal es de 160 °F (71,1 °C). A continuación, el aceite circula a través de uno de los dos filtros de capacidad total montados en paralelo (LF3-1 y LF3-2). Una válvula de transferencia tridireccional controla la selección del conjunto de intercambiador de calor/filtro que se utiliza. Los filtros de aceite lubricante cuentan con elementos separables. Un medidor de diferencia de presión ofrece la indicación visual de la dP sobre el filtro. Los conmutadores de presión (63QQ-21, -22) proporcionan una señal de alarma de presión diferencial alta para cada filtro. Los componentes del filtro deberán sustituirse si se ronda o se alcanza el punto de referencia de la alarma.

Las derivaciones (OS-1), (OH-1) y (OLT-1), colocadas en sentido descendiente de los filtros, suministran aceite lubricante a las juntas del cojinete del generador, al sistema de aceite hidráulico/elevación y de desconexión respectivamente. A continuación, la válvula reguladora de la presión (VPR2-1) controla la presión del aceite en la turbina, en los cojinetes del generador y en el virador.

El sistema se ventila mediante un eliminador de vapor instalado en la parte superior del depósito de aceite lubricante. Se mantiene una presión ligeramente negativa en el sistema mediante ventiladores accionados por un motor redundante (88QV-1A y 88QV-1B) que extraen aire a través del eliminador de vapor. Esta presión negativa aspira el aire que permite mantener un ambiente hermético a través de las juntas del cojinete de la turbina de gas. Cada motor CA incorpora un calefactor del espacio del motor (23QV-2A y 23QV-2B) para evitar que se forme condensación en el motor. Los ventiladores accionados por motor no cuentan con motores CC de respaldo y su funcionamiento no es necesario en situaciones de emergencia, cuando las bombas CC empiezan a funcionar. Los ventiladores están diseñados para funcionar en una configuración de inicio/retardo y su funcionamiento es excluyente entre sí. El operador selecciona los ventiladores de inicio y de retardo a través del sistema de control de la turbina antes del arranque. El ventilador de retardo arranca siempre que se produzca un fallo en el arranque del ventilador de inicio, si el ventilador de inicio ha sufrido una sobrecarga o si el vacío es insuficiente en el depósito del aceite lubricante. Si el sistema de control arranca automáticamente el ventilador de retardo debido a un nivel de vacío insuficiente en el depósito, el ventilador de inicio se apagará automáticamente. El conmutador de presión (63QV-1) dispone de una señal de alarma de presión diferencial baja si se produce un nivel de vacío insuficiente en el depósito del aceite lubricante. En sentido descendiente de cada ventilador, se cuenta con una válvula reguladora del nivel de vacío del depósito.

Se cuenta con un dispositivo de alarma de nivel (sistema de flotador) colocado en la parte superior o lateral del depósito de lubricante. El mecanismo del flotador acciona los interruptores de nivel (71QH-1, 71QL-1 y 71QL-2). Los conmutadores están conectados al circuito de alarma del cuadro de control de la turbina para activar una alarma en caso de que el nivel del líquido supere o descienda por debajo de los niveles especificados en el diagrama esquemático de tuberías. El nivel de aceite se muestra mediante un medidor colocado en el lateral del depósito. Se ha colocado una conexión de drenaje del aceite en el lateral del módulo de accesorios para purgar el depósito.

B. Calefactores sumergibles durante los períodos de espera

Durante los períodos de espera, el aceite se mantiene a una viscosidad adecuada para el arranque de la turbina gracias a calefactores sumergibles (23QT-1, -2 y 3) colocados en el depósito de aceite. Las pilas termoeléctricas LT-OT-3A/B y LT-OT-4A/B controlan los calefactores y mantienen la temperatura del fluido para conseguir la viscosidad permitida. Si se produce un fallo en el funcionamiento de los calefactores y la temperatura del depósito de aceite baja por debajo del punto en el que la viscosidad del aceite supera los 800 SUS, las pilas termoeléctricas LT-OT-3A/B y LT-OT-4A/B, emitirán una alarma de temperatura baja del aceite e impedirán el arranque de la turbina. Mientras están en funcionamiento, las pilas termoeléctricas del colector del aceite lubricante (LT-TH-1A, 1B, 2A, 2B, 3A, 3B) controlan de forma permanente la temperatura del aceite del colector. Estas pilas termoeléctricas dependen de la temperatura media, están conectadas al cuadro de control y sus valores se comparan con los ajustes de la alarma y de desconexión.

C. Dispositivos de protección de la presión

Dos conmutadores de presión (63QA-1A y -1B) colocados en el colector de descarga de la bomba principal detectan la presión del aceite lubricante. Si cualquiera de los conmutadores detecta una presión baja del aceite lubricante, se emite una alarma y la bomba de retardo se activa automáticamente. Los conmutadores de presión 63QT-2A y -2B, junto con los conmutadores de alarma 63QA-1A y 63QA-1B, desconectan la unidad y arrancan la bomba de emergencia accionada por el motor CC (88QE-1) cuando detectan una presión baja. Esto se producirá si se corta el suministro eléctrico de CA. Para una desconexión, debe recibirse la señal de uno de los dos conmutadores 63QT y de uno de los dos conmutadores 63QA. Esta lógica en la detección evita que se produzca una desconexión debido a una falsa señal. La bomba CC de emergencia está diseñada para ofrecer una circulación adecuada de aceite lubricante durante el proceso de parada gradual después de una desconexión. Cuando la unidad está parada, la bomba CC sólo funcionará unos pocos minutos por hora para eliminar el calor y conservando la vida útil de la batería. Si la temperatura del metal del cojinete supera los 250 °F, la bomba CC funciona de forma continua. La bomba de emergencia está diseñada para borrar los valores de los conmutadores de la presión de desconexión (63QT-2A, -2B), pero no borrará los niveles de presión de la alarma (63QA-1A, -1B). En las unidades de combustible dual con un único compresor de aire de pulverización, se dispone de un conmutador de presión (63QA-3) en la alimentación de aceite de la caja de engranajes del compresor de aire. Se cuenta con dos conmutadores de presión (63QA-3 y 4) en unidades en las unidades de combustible dual con dos compresores de aire de pulverización. Estos conmutadores de presión dispararán una alarma si se detecta una presión baja en estos puntos pero no iniciarán la bomba de retardo.

El funcionamiento de los conmutadores 63QA y 63QT puede comprobarse cerrando la válvula que está habitualmente abierta entre el conmutador y el sistema de aceite. Cuando se abre la válvula de drenaje del aceite, que está habitualmente cerrada, se purga el aceite de las tuberías de conmutación, se emite la señal de advertencia correspondiente y se produce el arranque de la bomba de emergencia/retardo correspondiente.

D. Intercambiador de calor y filtros

Los intercambiadores de aceite lubricante (LOHX-1 y LOHX-2) se conectan con los filtros del lubricante montados en paralelo (LF3-1 y LF3-2). El diseño está pensado para que los filtros que no están en servicio se puedan cambiar (o limpiar con los intercambiadores de calor) sin tener que desconectar la turbina.

Los alojamientos de los filtros y los intercambiadores de calor cuentan con un sistema de autoventilación. Se dispone de un visor en la tubería de ventilación procedente del filtro y del intercambiador de calor. Cuando el intercambiador de calor y el alojamiento del filtro están llenos, se podrá ver aceite en el visor.

Se puede poner un filtro en servicio, mediante la válvula de transferencia tridireccional de accionamiento manual, a la vez que se desactiva el segundo filtro sin tener que interrumpir el flujo de aceite en el colector principal de aceite lubricante. El cambio de funcionamiento de un filtro a otro debe realizarse de la manera siguiente:

1. Abra la válvula de carga y rellene el filtro sustituto hasta que se vea un flujo de aceite abundante en el visor de la tubería de ventilación del filtro. Esto indica el estado de "llenado".
2. Accione la válvula de transferencia para colocar el filtro sustituto en servicio.
3. Cierre la válvula de carga.

Este procedimiento activa simultáneamente el intercambiador de calor de reserva.

NOTA

Sólo puede estar en servicio un único intercambiador de calor a la vez. Después de la transferencia, el operador debe comprobar que las válvulas de mariposa de aislamiento del agua de enfriamiento hacia/procedentes el/del intercambiador de calor inactivo están cerradas. No deje las cuatro válvulas de aislamiento del agua de enfriamiento abiertas.

E. Aceite de sellado

El aceite de sellado hacia los cojinetes del generador se suministra normalmente a través del sistema de lubricación por una tubería independiente (derivación OS-1) directamente al generador. En caso de que se produzca una presión baja en el sistema de lubricación o un corte del sistema de lubricación para mantenimiento, una de las dos bombas de aceite de sellado suministrará el aceite necesario para sellar el hidrógeno del generador. En circunstancias normales, la bomba accionada por motor CA (PQ3-1, 88QS-1) realizará esta función; sin embargo, si se produce un fallo del motor CA o si se produce un corte en la alimentación de CA, se activará el motor CC de emergencia (88ES-1) para el funcionamiento de la bomba del aceite de sellado. El motor CA (88QS-1) incorpora un calefactor (23QS-1) para evitar la condensación en el motor.

DISPOSITIVOS OPCIONALES

El módulo de lubricación puede incluir los dispositivos adicionales siguientes (sólo de indicación) a petición de un cliente y de forma opcional:

1. Transmisores de la presión diferencial 96QQ-1 y 96QQ-2, para ofrecer una capacidad de supervisión remota sobre la presión diferencial en los filtros de aceite (LF3-1 y LF3-2).
2. Un transmisor de presión 96QH-1, que ofrece una capacidad de supervisión remota de la presión del cabezal del cojinete.
3. Un transmisor de presión 96QL-1, que ofrece una capacidad de supervisión remota del nivel de aceite del depósito. Estos transmisores son meramente dispositivos indicativos. No emiten alarmas ni desconectan la máquina en caso de fallo, presión baja, nivel, etc.

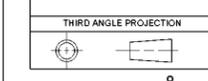
NOTES:
 1. FOR SYSTEM DESCRIPTION SEE OPERATION AND MAINTENANCE MANUAL.
 2. SEE DEVICE SUMMARY (MU 0414) FOR DEVICE SETTINGS, RATINGS AND DESCRIPTIONS.
 3. FOR SYSTEM CLEANLINESS REQUIREMENTS SEE 362A2412.
 4. OIL LEVEL MEASURED FROM TOP SURFACE OF OIL TANK.
 5. RETENTION CAPACITY = 6.1 MINUTES
 WORKING CAPACITY = 4.9 MINUTES
 6. WITH UNIT AT BASE LOAD ADJUST 80V-1A.1B BLOWER OUTLET VALVES TO PROVIDE BETWEEN 4 TO 6 INCHES [101.6 TO 152.4 MM] WATER VACUUM IN LUBE OIL TANK.
 7. FULL LEVEL TANK CAPACITY IS APPROXIMATELY = 6,150 GALLONS [23,280 LITERS]
 NORMAL TANK CAPACITY IS APPROXIMATELY = 5,850 GALLONS [21,980 LITERS]
 LOW LEVEL TANK CAPACITY IS APPROXIMATELY = 5,150 GALLONS [19,455 LITERS]
 8. OIL SHALL MEET REQUIREMENTS SPECIFIED IN GEK 32588 (MU 0465).
 9. BLOWER/MOTOR ASSEMBLY MOUNTED ON ROOF OF ACCESSORY MODULE.
 10. TAPS SHALL BE INSTALLED AS FOLLOWS: 1 @ 1 PIPE DIAMETER UPSTREAM
 1 @ 1/2 PIPE DIAMETER DOWNSTREAM
 11. LO19 IS A POTENTIAL CLASS 1, DIV 2 SOURCE OF OIL VAPOR. INSTALLER SHALL ROUTE THIS LINE SEPARATE FROM OTHER VENTS, TO A NATURALLY VENTILATED AREA FREE FROM SOURCES OF IGNITION AND OUTSIDE OF ANY BUILDINGS OR ENCLOSURES. THE EXTENT OF THE HAZARDOUS AREA CREATED BY LO19 IS A 5 FOOT, CLASS 1, DIV 2, GROUP D SPHERICAL RADIUS.
 12. OTHERS TO SUPPLY AND INSTALL SUITABLE VALVE AND FILTER PRIOR TO FILLING TANK WITH OIL. VALVE SHOULD BE LOCKED SHUT. REFER TO MU1A125 FOR PROPER FILTRATION OF OIL WHILE FILLING TANK.
 13. SEE GENERATOR MECHANICAL OUTLINE, A18, FOR DETAILS ON BDE VENT ROUTING.
 14. MINIMUM PRESSURE REQUIRED UPSTREAM OF ORIFICE IS 25 PSI.
 15. NOT USED
 16. NOT USED

THIS DOCUMENT SHALL BE REVISED IN ITS ENTIRETY. ALL SHEETS OF THIS DOCUMENT ARE THE SAME REVISION LEVEL AS INDICATED.

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
A	SH1 UPDATED REV STATUS. SH2 REMOVED SEAL OIL FILTER & ASSOCIATED HARDWARE. DCI-05032687 AN-MP73582	05-11-14	SRW MLL
B	SH1 DELETED LINE OD-7 AND OD-3 FROM TABLE. DCI-05032449 AN-MP73923	06-01-26	SRW MLL

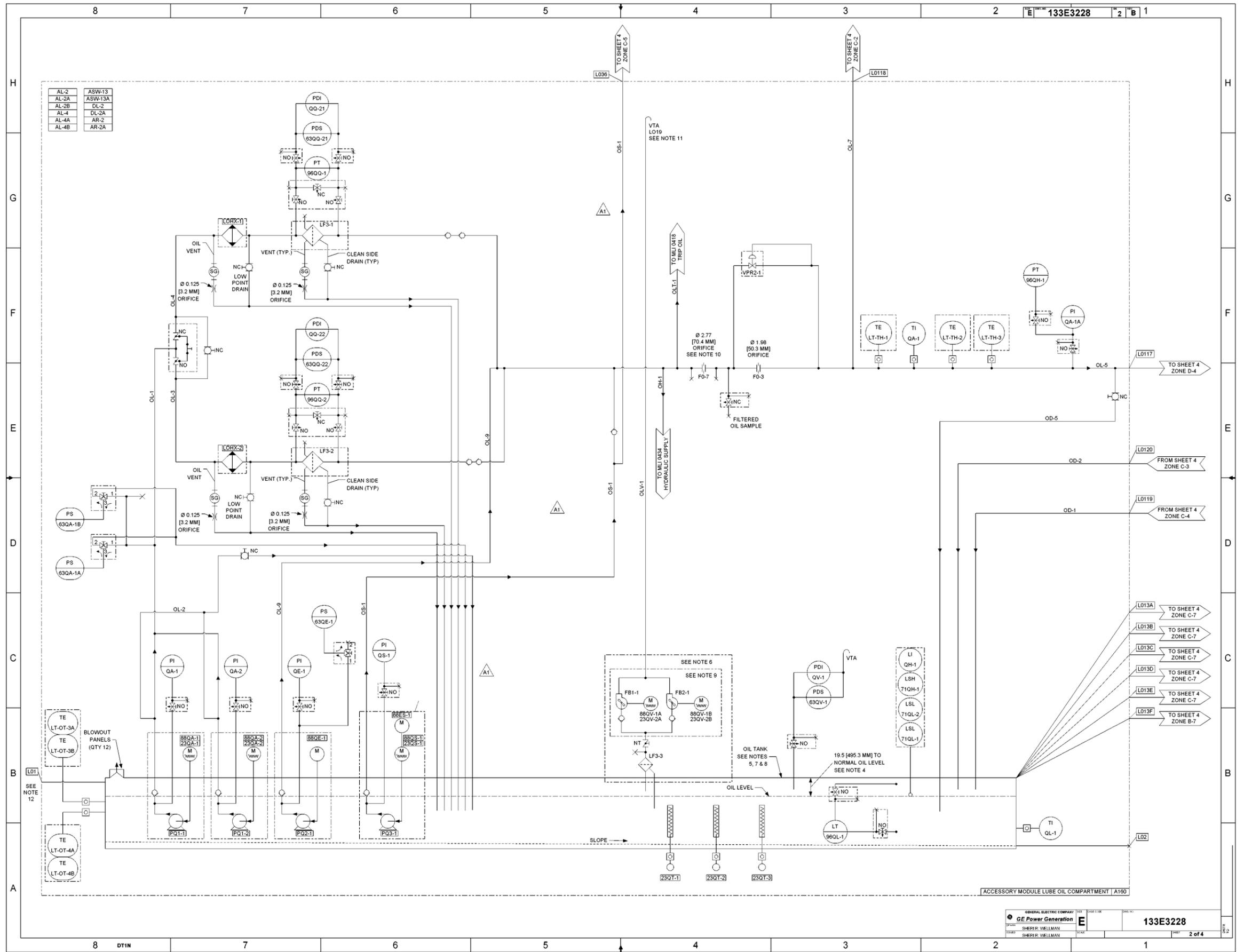
INTERFACE POINT NAME	SHEET & ZONE	FLUID TYPE	NORMAL PRESSURE PSIG [KG/CM ² G]	NORMAL TEMPERATURE °F [°C]	NORMAL FLOW GPM [LPM]	DESIGN PRESSURE PSIG [KG/CM ² G]	DESIGN TEMPERATURE °F [°C]	DESIGN FLOW GPM [LPM]	CONNECTION DESCRIPTION	INTERFACE TYPE
L01	SH 2 B8 SH 4 B6	OIL	0	-	-	150 [10.5]	-	-	OIL TANK FILL CONNECTION	GEE-OTHERS
L02	SH 2 A1 SH 4 B2	OIL	0	-	-	2 [0.1]	225 [107]	GRAVITY DRAIN	OIL TANK DRAIN CONNECTION	GEE-OTHERS
L013A	SH 2 C1 SH 4 C6	OIL/WATER	0	-	0	2 [0.1]	225 [107]	GRAVITY DRAIN	BASE TOP DRAINS	GEE-OTHERS
L013B	SH 2 C1 SH 4 C6	OIL/WATER	0	-	0	2 [0.1]	225 [107]	GRAVITY DRAIN	BASE TOP DRAINS	GEE-OTHERS
L013C	SH 2 C1 SH 4 C6	OIL/WATER	0	-	0	2 [0.1]	225 [107]	GRAVITY DRAIN	BASE TOP DRAINS	GEE-OTHERS
L013D	SH 2 C1 SH 4 C6	OIL/WATER	0	-	0	2 [0.1]	225 [107]	GRAVITY DRAIN	BASE TOP DRAINS	GEE-OTHERS
L013E	SH 2 C1 SH 4 C6	OIL/WATER	0	-	0	2 [0.1]	225 [107]	GRAVITY DRAIN	BASE TOP DRAINS	GEE-OTHERS
L013F	SH 2 B1 SH 4 B6	OIL/WATER	0	-	0	2 [0.1]	225 [107]	GRAVITY DRAIN	BASE TOP DRAINS	GEE-OTHERS
L030	SH 3 H8 SH 4 F5	OIL	33 [2.3]	130 [54]	106 [401]	150 [10.5]	175 [79]	113 [428]	LO FEED TO GEN BRGS/ TRNG GEAR	GEE-GEE
L035	SH 3 E7 SH 4 F6	OIL	4-6 IN H2O [102-152 MM H2O VAC]	180 [82]	151 [572]	2 [0.1]	225 [107]	223 [844]	LO DRAIN FROM GEN BRGS/ TRNG GEAR & SEAL OIL UNIT	GEE-GEE
L036	SH 2 H5 SH 4 D5	OIL	100 [7.0]	130 [54]	45 [170]	150 [10.5]	175 [79]	110 [416]	SEAL OIL SUPPLY	GEE-GEE
L044	SH 3 C7 SH 4 F4	OIL	33 [2.3]	130 [54]	325 [1230]	150 [10.5]	175 [79]	325 [1230]	LUBE OIL FEED TO GT #1 BRG & THRUST	GEE-GEE
L045	SH 3 C7 SH 4 F5	OIL	4-6 IN H2O [102-152 MM H2O VAC]	180 [82]	325 [1230]	2 [0.1]	225 [107]	325 [1230]	LUBE OIL DRAIN FROM GT #1 BRG & THRUST	GEE-GEE
L046	SH 3 C5 SH 4 F2	OIL	8.5-15 [0.60-1.05]	130 [54]	150 [568]	150 [10.5]	175 [79]	150 [568]	LUBE OIL FEED TO GT BRG #2	GEE-GEE
L047	SH 3 C5 SH 4 F3	OIL	4-6 IN H2O [102-152 MM H2O VAC]	180 [82]	150 [568]	2 [0.1]	225 [107]	150 [568]	LUBE OIL DRAIN FROM GT BRG #2	GEE-GEE
L0117	SH 2 F1 SH 4 D4	OIL	33 [2.3]	130 [54]	431 [1632]	150 [10.5]	175 [79]	438 [1658]	MAIN LUBE OIL SUPPLY	GEE-GEE
L0118	SH 2 H3 SH 4 D3	OIL	33 [2.3]	130 [54]	150 [568]	150 [10.5]	175 [79]	150 [568]	LUBE OIL FEED TO GT BRG #2	GEE-GEE
L0119	SH 2 D1 SH 4 D5	OIL	4-6 IN H2O [102-152 MM H2O VAC]	180 [82]	476 [1802]	2 [0.1]	225 [107]	548 [2074]	MAIN LUBE OIL RETURN	GEE-GEE
L0120	SH 2 E1 SH 4 D3	OIL	4-6 IN H2O [102-152 MM H2O VAC]	180 [82]	150 [568]	2 [0.1]	225 [107]	150 [568]	LUBE OIL DRAIN FROM GT BRG #2	GEE-GEE
L0125	SH 4 F6	OIL	100 [7.0]	130 [54]	45 [170]	150 [10.5]	175 [79]	110 [416]	SEAL OIL SUPPLY	GEE-GEE
LINE OD-6	SH 3 E5	OIL	0	130 [54]	45 [170]	2 [0.1]	175 [79]	110 [416]	GENERATOR SEAL OIL RETURN	GEE-GEE
LINE OD-9	SH 3 E4	OIL	0	130 [54]	7 [26.5]	2 [0.1]	175 [79]	10 [37.9]	STARTING MEANS OIL RETURN	GEE-GEE
LINE OH-1	SH 2 F5	OIL	100 [7.0]	130 [54]	5.7 [21.6]	150 [10.5]	175 [79]	23.5 [89.0]	HYDRAULIC OIL SUPPLY	GEE-GEE
LINE OL-10	SH 3 G4	OIL	33 [2.3]	130 [54]	7 [26.5]	150 [10.5]	175 [79]	10 [37.9]	LUBE OIL FEED TO STARTING MEANS	GEE-GEE
LINE OLT-1	SH 2 F5	OIL	100 [7.0]	130 [54]	0	150 [10.5]	175 [79]	10 [37.9]	TRIP OIL SUPPLY	GEE-GEE

H
G
F
E
D
C
B
A

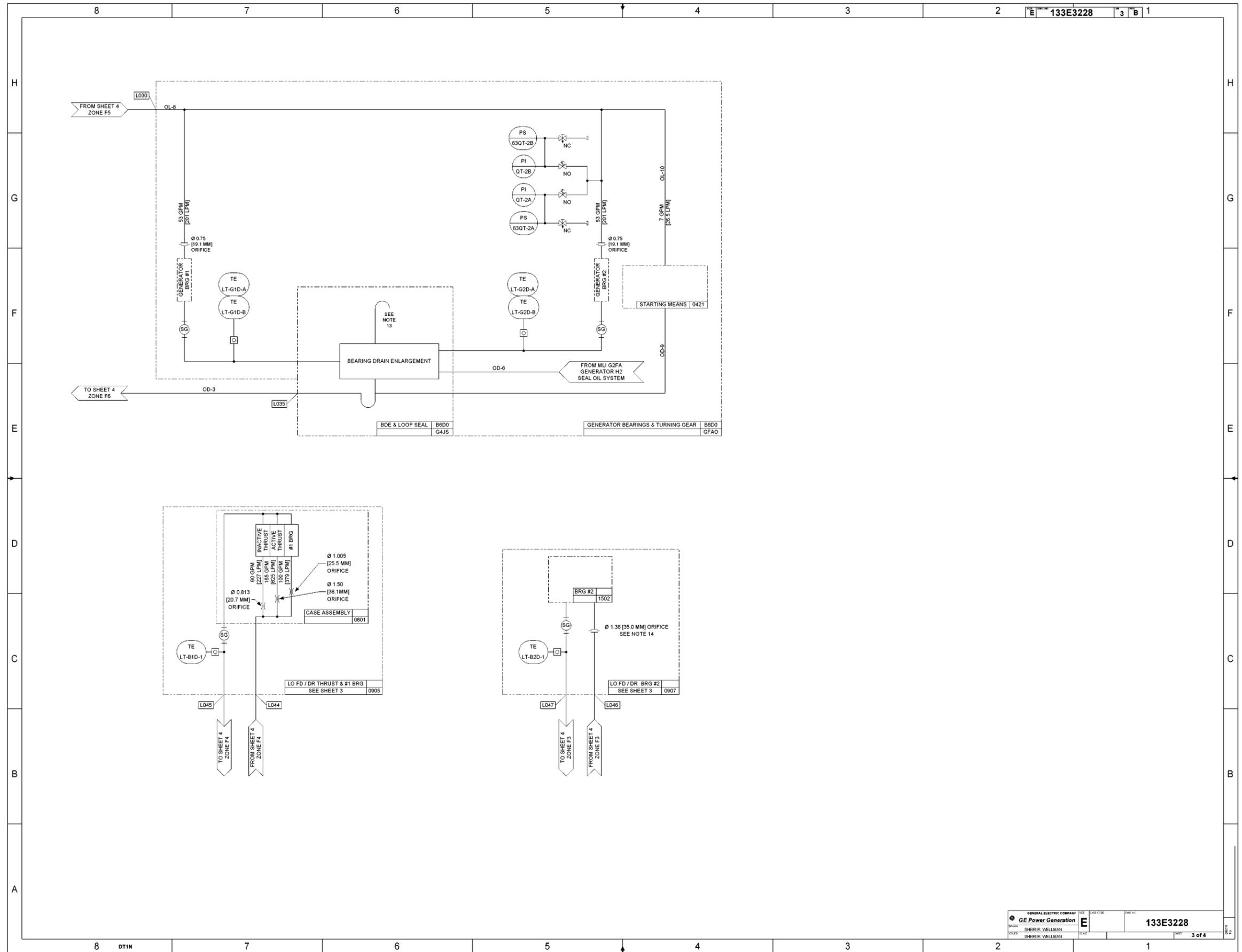


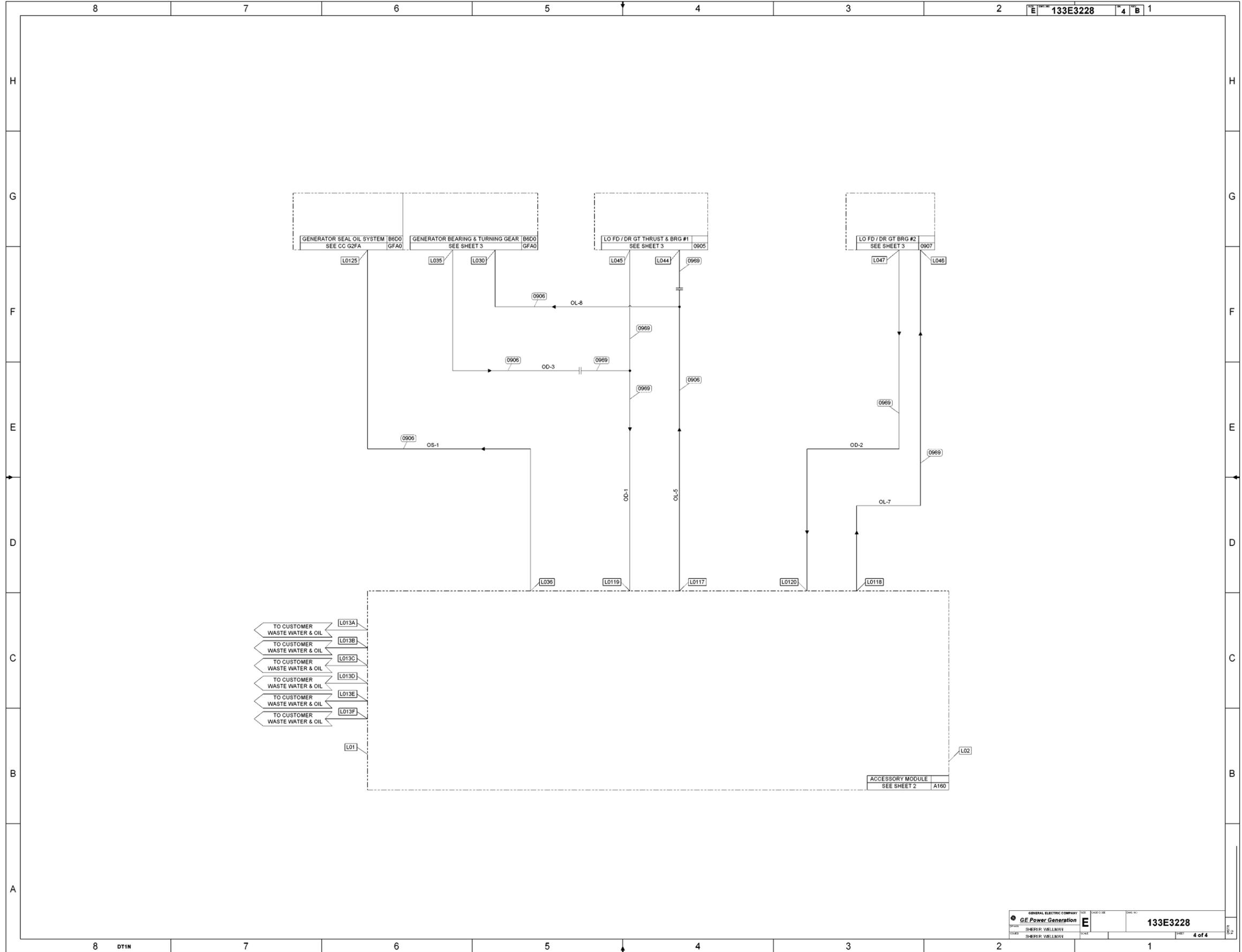
© COPYRIGHT 2008 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION - THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS WITHOUT THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE	GENERAL ELECTRIC COMPANY
DIMENSIONS ARE IN INCHES	SHERI R. WELLMAN	05-15-13	GE Power Generation GAS TURBINE Greenville, SC
TOLERANCES UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	FAMMY A. PRATT	05-15-13	
ANGLES & FRACTIONS	MIKE B. SMITH	05-15-13	
	SHERI R. WELLMAN	05-15-13	
LIST OF COMPLEMENTARY DOCUMENTS 3 LUBE OIL RECOMMENDATIONS GEK 32588 7 PIPING SYSTEM CLEANLINESS 362A2412 1 SPEC SCHEMATICS AND DIAGRAMS 3742691 IT NOMENCLATURE DENT			
FIRST MADE FOR ML7A1WFA358-1.2 0416 THE TITLE CODE IS 133E3228 SHEET 1 OF 4			

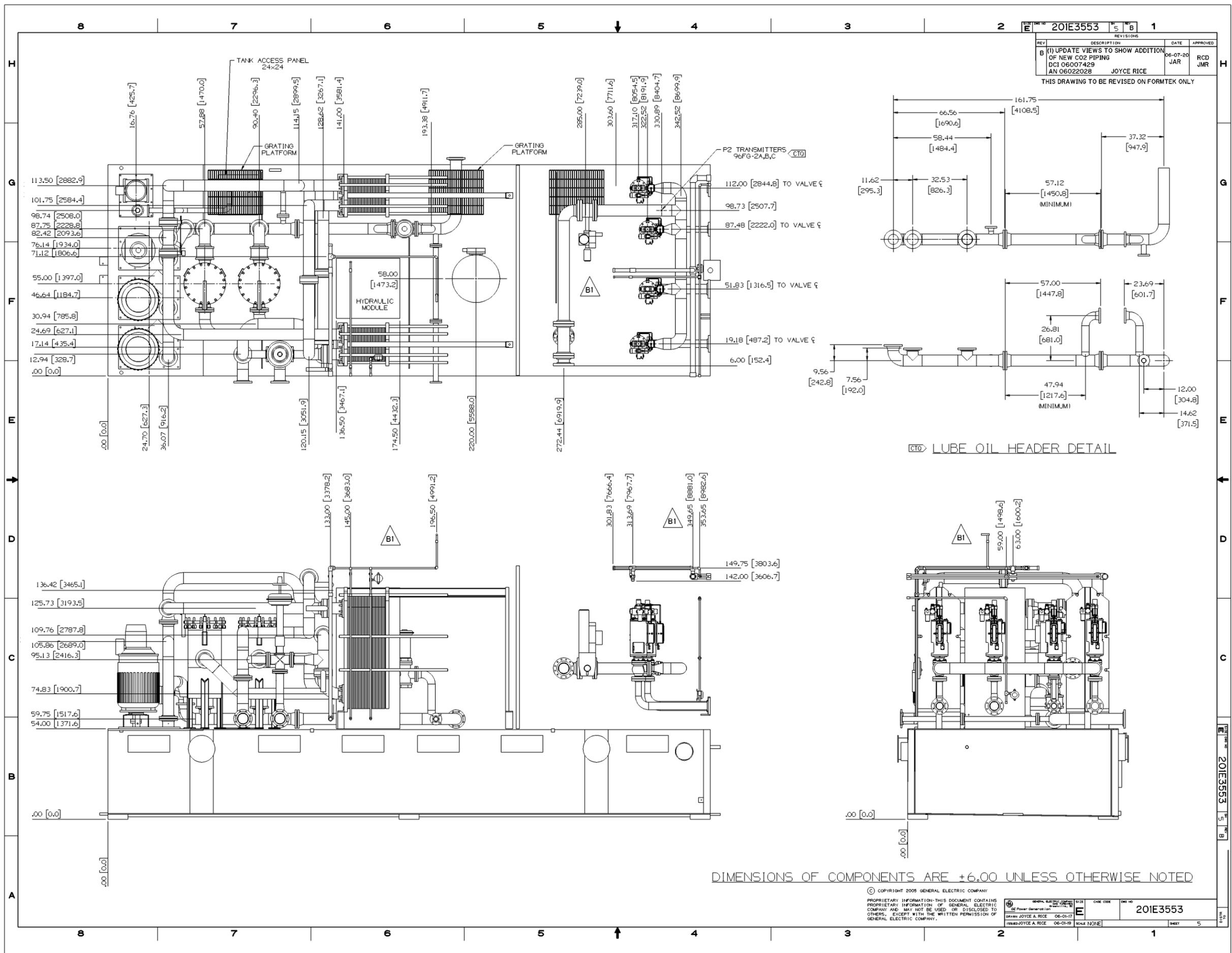


AL-2	ASW-13
AL-2A	ASW-13A
AL-2B	DL-2
AL-4	DL-2A
AL-4A	AR-2
AL-4B	AR-2A





REV NO 201E3553		REV 5		DATE 06-07-20		APPROVED RCD JMR	
DESCRIPTION		DATE		APPROVED			
B (1) UPDATE VIEWS TO SHOW ADDITION OF NEW CO2 PIPING DCI 06007429 AN 06022028		06-07-20		RCD JMR			
THIS DRAWING TO BE REVISED ON FORMTEK ONLY							

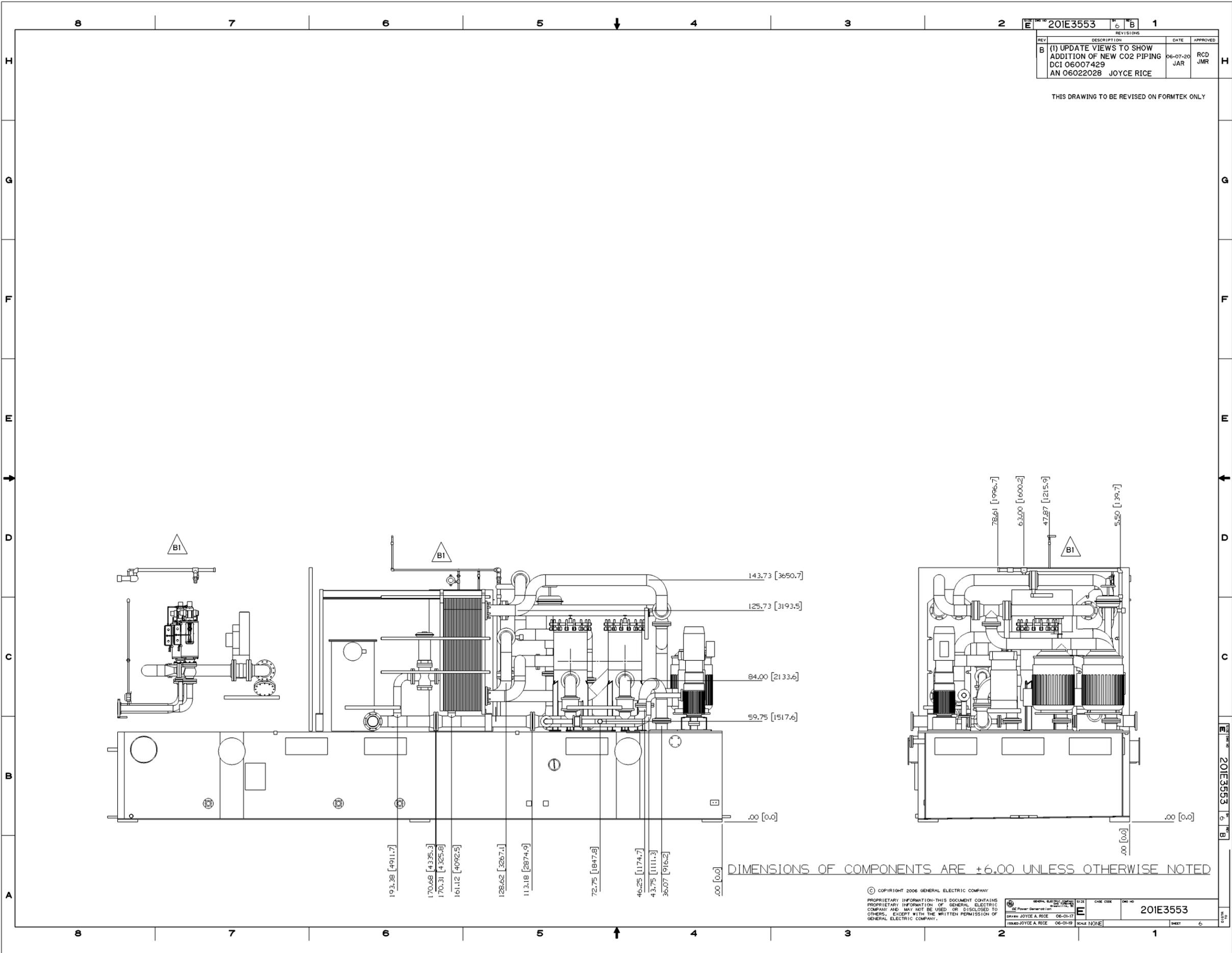


CTO LUBE OIL HEADER DETAIL

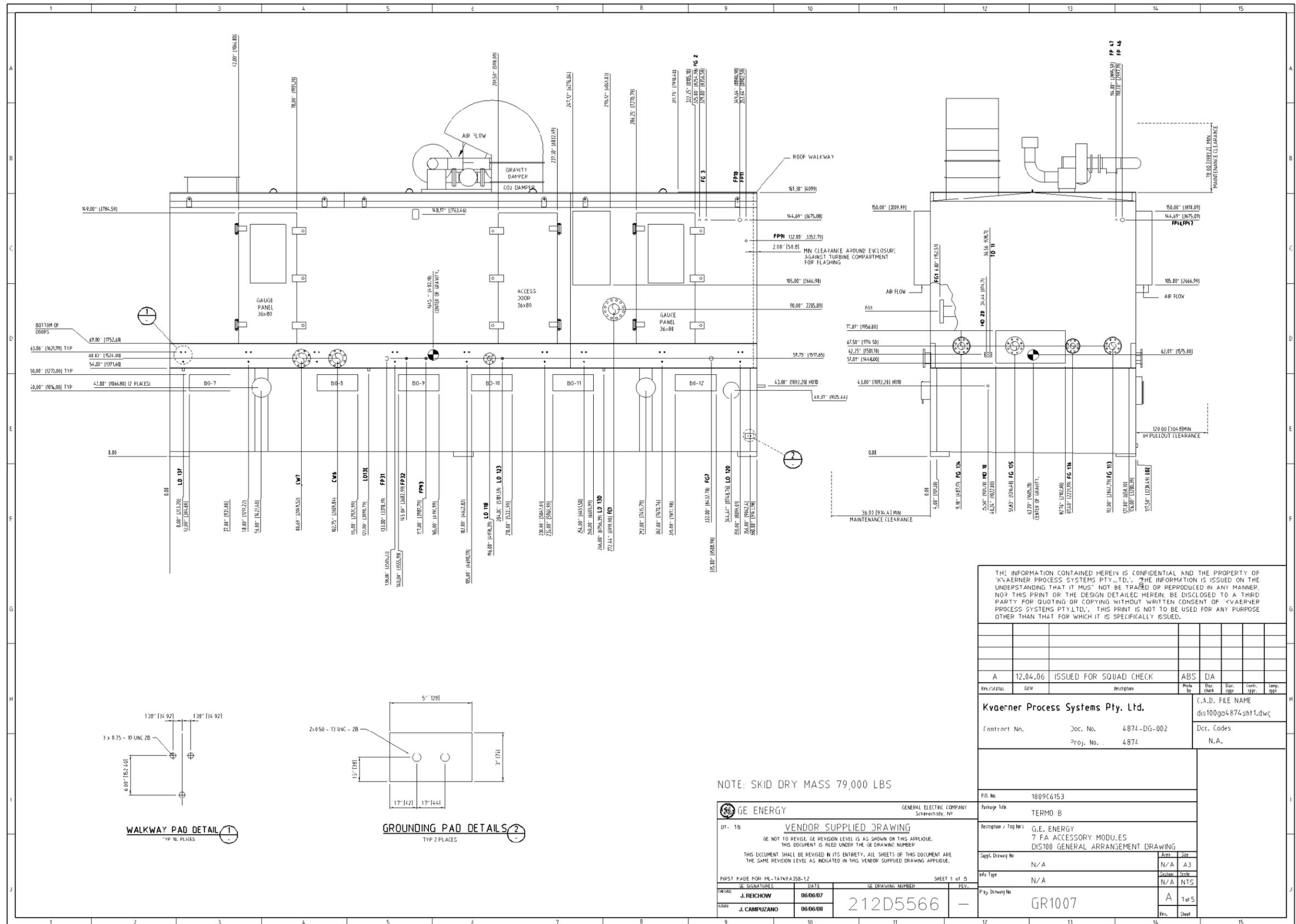
DIMENSIONS OF COMPONENTS ARE +6.00 UNLESS OTHERWISE NOTED

© COPYRIGHT 2005 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION - THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.

REV NO	201E3553	REV	5	DATE	06-07-20	APPROVED	RCD JMR
DESCRIPTION	(1) UPDATE VIEWS TO SHOW ADDITION OF NEW CO2 PIPING DCI 06007429 AN 06022028						
DESIGNER	JOYCE A RICE	CHECKED	JOYCE A RICE	DATE	06-01-17	SCALE	NONE
PROJECT NO	201E3553						
SHEET	5						



I:\CPPE\CPPE\501\Disas\Projects\Current\Projects\A1100\Accessory Module\Projects\4874\Terminals\G1007\11 Service Manual\Disas\1006\1006.dwg (6/19/2006 3:13:52 PM)



THE INFORMATION CONTAINED HEREIN IS CONFIDENTIAL AND THE PROPERTY OF KVAERNER PROCESS SYSTEMS PTY., LTD.. THE INFORMATION IS ISSUED ON THE UNDERSTANDING THAT IT MUST NOT BE TRADED OR REPRODUCED IN ANY MANNER, NOR THIS PRINT OR THE DESIGN DETAIL HEREIN, BE DISCLOSED TO A THIRD PARTY FOR QUOTING OR COPYING WITHOUT WRITTEN CONSENT OF KVAERNER PROCESS SYSTEMS PTY., LTD.. THIS PRINT IS NOT TO BE USED FOR ANY PURPOSE OTHER THAN THAT FOR WHICH IT IS SPECIFICALLY ISSUED.

Rev.	DATE	Description	Drawn by	Check by	Scale	Appr.
A	12.04.06	ISSUED FOR SQUAD CHECK	ABS	DA		

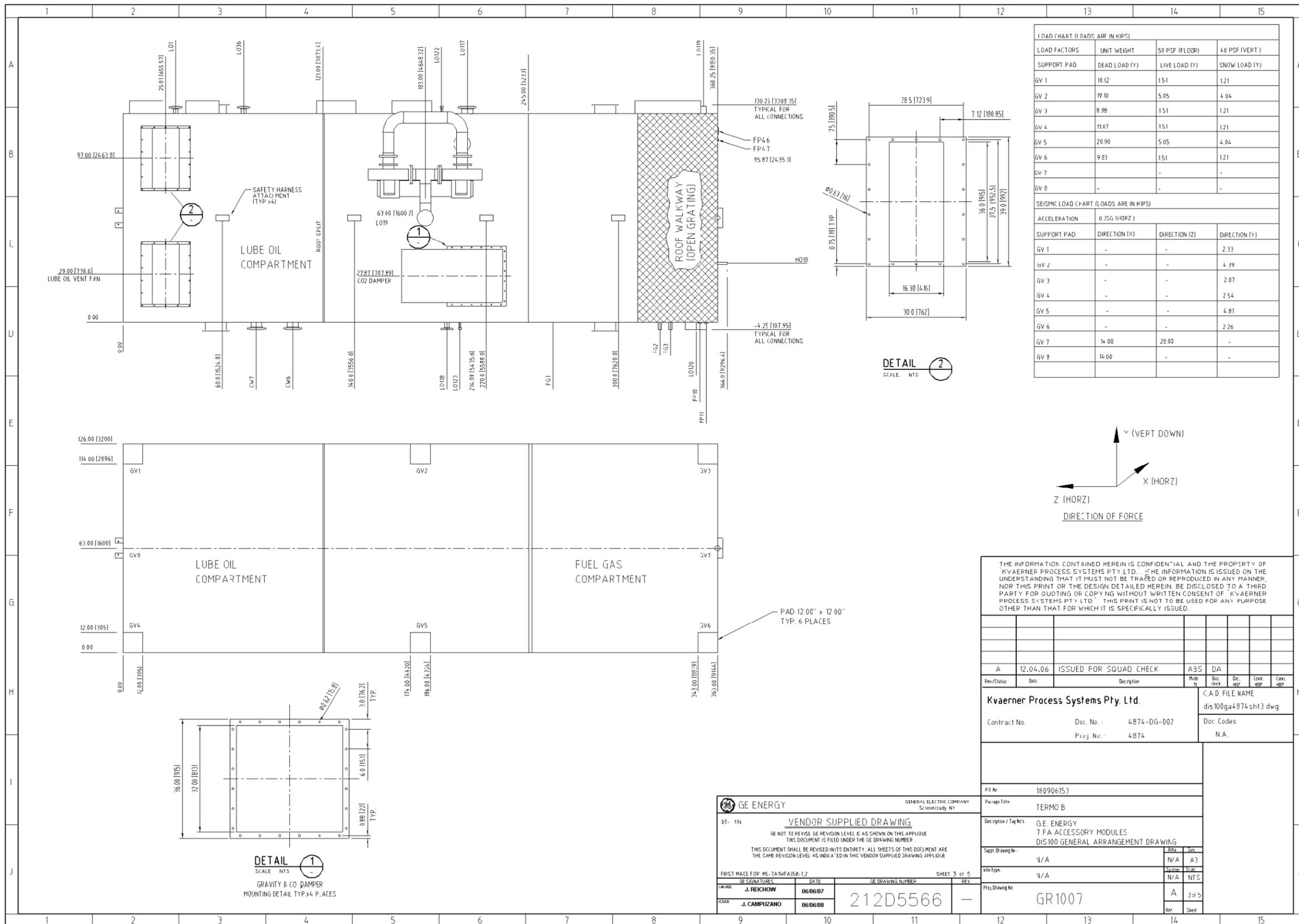
Kvaerner Process Systems Pty. Ltd.
 Contract No. Doc. No. 4874-DG-002
 Proj. No. 4874
 C.A.D. FILE NAME
 dis100gg4874sht1.dwg
 Dec. Codes
 N.A.

NOTE: SKID DRY MASS 79,000 LBS

GE ENERGY GENERAL ELECTRIC COMPANY Schenectady, NY		SHEET 1 of 5	
VENDOR SUPPLIED DRAWING			
DO NOT TO REVEAL GE DESIGN LEVEL AS SHOWN ON THIS APPLIQUE. THIS DOCUMENT IS FILED UNDER THE GE DRAWING NUMBER			
THIS DOCUMENT SHALL BE REVISED IN ITS ENTIRETY. ALL SHEETS OF THIS DOCUMENT ARE THE SAME REVISION LEVEL AS INDICATED IN THIS VENDOR SUPPLIED DRAWING APPLIQUE.			
REVISED	BY SIGNATURES	DATE	GE DRAWING NUMBER
ISSUED	J. REICHOW	06/06/07	212D5566
	J. CAMPUZANO	06/06/08	

Part No.	1809C6153
Package Title	TERMO B
Description / Tag No.	G.E. ENERGY 7 FA ACCESSORY MODULES DIS100 GENERAL ARRANGEMENT DRAWING
Suppl. Drawing No.	N/A
Info Type	N/A
Proj. Drawing No.	GR1007
Drawn by	N/A
Check by	N/A
Scale	N/A
Sheet	1 of 5

V:\GPR\FSD\Drawings\Current Projects\A07 Accessory Module Projects\A074 Termobrancas GR100\14 ServiceManual\06_100\k100g4874sh13.dwg, 8/06/2005 3:15:02 PM

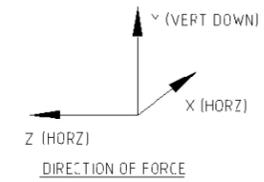
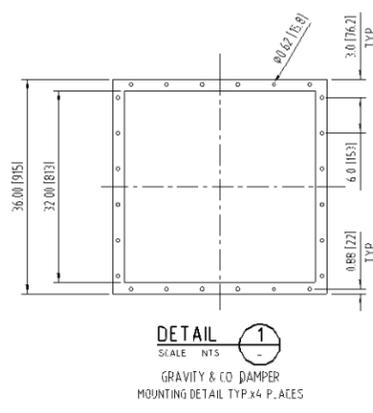
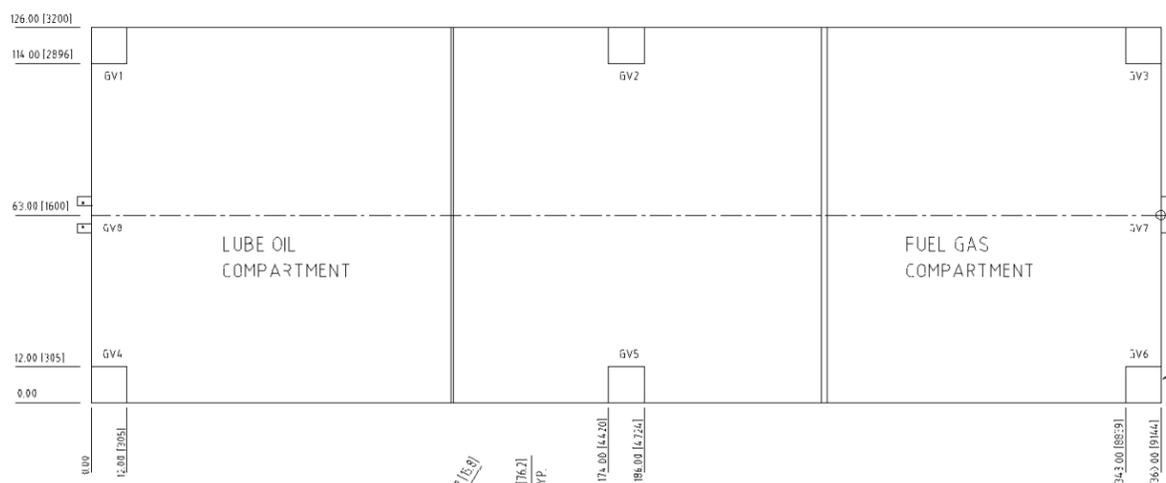
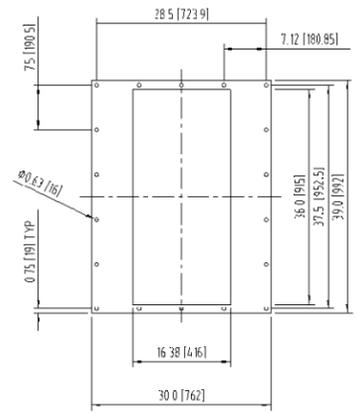


LOAD CHART (I BAYS, ARE IN KIIPS)

LOAD FACTORS	UNIT WEIGHT	50 PSF (FLOOR)	40 PSF (VERT)
SUPPORT PAD	DEAD LOAD (Y)	LIVE LOAD (Y)	SNOW LOAD (Y)
GV 1	10.12	15.1	1.21
GV 2	19.10	5.05	4.04
GV 3	9.98	1.51	1.21
GV 4	11.67	1.51	1.21
GV 5	20.90	5.05	4.04
GV 6	9.83	1.51	1.21
GV 7	-	-	-
GV 8	-	-	-

SEISMIC LOAD CHART (LOADS ARE IN KIIPS)

ACCELERATION	0.35G (HORIZ)		
SUPPORT PAD	DIRECTION (X)	DIRECTION (Z)	DIRECTION (Y)
GV 1	-	-	2.33
GV 2	-	-	4.39
GV 3	-	-	2.07
GV 4	-	-	2.54
GV 5	-	-	4.81
GV 6	-	-	2.26
GV 7	14.00	28.00	-
GV 8	14.00	-	-



THE INFORMATION CONTAINED HEREIN IS CONFIDENTIAL AND THE PROPERTY OF KVAERNER PROCESS SYSTEMS PTY LTD. THE INFORMATION IS ISSUED ON THE UNDERSTANDING THAT IT MUST NOT BE TRADED OR REPRODUCED IN ANY MANNER, NOR THIS PRINT OR THE DESIGN DETAIL HEREIN BE DISCLOSED TO A THIRD PARTY FOR QUOTING OR COPYING WITHOUT WRITTEN CONSENT OF KVAERNER PROCESS SYSTEMS PTY LTD. THIS PRINT IS NOT TO BE USED FOR ANY PURPOSE OTHER THAN THAT FOR WHICH IT IS SPECIFICALLY ISSUED.

Rev/Status	Date	Description	Rev. by	Dec. by	Drawn by	Check by	Comp. by

Kvaerner Process Systems Pty Ltd.
 Contract No. Dec. No.: 4874-DG-002
 Proj. No.: 4874
 C.A.D. FILE NAME: dis100ga4874sh13.dwg
 Doc Codes: N.A.

GE ENERGY GENERAL ELECTRIC COMPANY
 Scenecady, NY

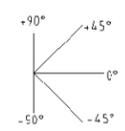
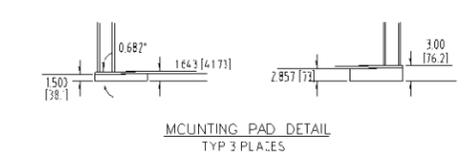
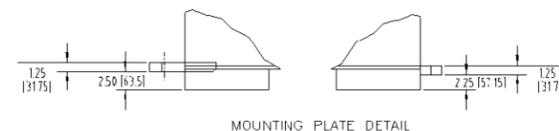
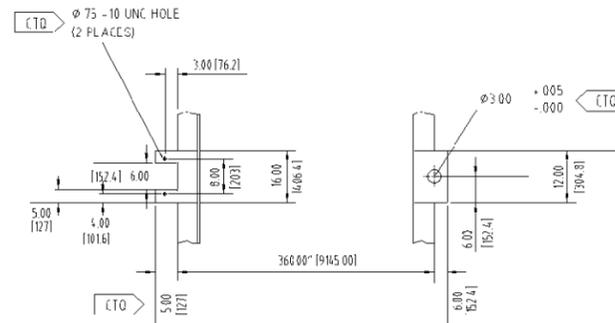
BT - 1N
VENDOR SUPPLIED DRAWING
 DO NOT TO REVISE GE REVISION LEVEL AS SHOWN ON THIS APPLIQUE
 THIS DOCUMENT IS FILED UNDER THE GE DRAWING NUMBER
 THIS DOCUMENT SHALL BE REVISED IN ITS ENTIRETY. ALL SHEETS OF THIS DOCUMENT ARE THE SAME REVISION LEVEL AS INDICATED IN THIS VENDOR SUPPLIED DRAWING APPLIQUE

FIRST MADE FOR: ML-7A W/FASER-1,2 SHEET 3 of 5

DESIGNED	DATE	GE DRAWING NUMBER	REV
J. REICHOW	06/06/07	212D5566	-
J. CAMPUZANO	06/06/08		

P.O. No.	180906153
Package Title	TERMO B
Description / Tag Notes	GE ENERGY 7 FA ACCESSORY MODULES DIS100 GENERAL ARRANGEMENT DRAWING
Suppl. Drawing No.	N/A
Info Type	N/A
Proj. Drawing No.	GR1007

CONN	SIZE	TYPE	DESCRIPTION	DIST FROM EDGE OF SKID
IM01-3	250	150# CS RF FLANGE	IMPRESSION HEATERS	-160
880A-18-2	100	300# CS FNPT COUPLING	CONDUIT CONNECTION	0.00
LW6	400	150# CS RF FLANGE	COOLING WATER SUPPLY	-4.25
LW7	400	150# CS RF FLANGE	COOLING WATER RETURN	-4.25
-01	400	600# SS RF FLANGE	FUEL GAS INLET	-6.00
F62	650	30#L SS TUBE	STRAINER VENT	-8.00
F63	650	30#L SS TUBE	GAS VENT	-8.00
F67	650	30#L SS TUBE	INSTRUMENT AIR SUPPLY	-8.50
FA133	400	300# SS RF FLANGE	FUEL GAS FEED PREMIX 1	0.00
FA114	400	300# SS RF FLANGE	FUEL GAS FEED PREMIX 2	0.00
FA135	400	300# SS RF FLANGE	FUEL GAS FEED PREMIX 3	0.00
F4 136	400	300# SS RF FLANGE	FUEL GAS FEED QUATERNARY	0.00
FP10	250	300# FNPT SS COUPLING	INITIAL DISCHARGE-FIRE PROTECTION	-8.50
FP11	650	300# FNPT SS COUPLING	EXTENDED DISCHARGE-FIRE PROTECTION	-8.50
FP31	50	300# FNPT SS COUPLING	INITIAL DISCHARGE-FIRE PROTECTION	-8.50
FP32	650	300# FNPT SS COUPLING	EXTENDED DISCHARGE-FIRE PROTECTION	-8.50
FP44	250	300# FNPT SS COUPLING	INITIAL CO2 SUPPLY TO GTIB	-8.50
FP47	650	300# FNPT SS COUPLING	EXTENDED CO2 SUPPLY TO GTIB	-8.50
HO18	150	51# 80 CS PIPE STUB	HYDRAULIC OIL RETURN FORM HV	-6.00
HO20	475	300# SAE FLANGE SS	HYDRAULIC OIL SUPPLY TO GV	0.00
.01	250	150# CS RF BLANK FLANGE	LUBE OIL TANK FILL	-4.25
LO2	200	300# CS FNPT COUPLING	LUBE OIL TANK DRAIN W/PLUG	-150
L313A	475	300# CS NPT COUPLING	DECK DRAIN W/PLUG	-2.00
L316B	475	300# CS NPT COUPLING	DECK DRAIN W/PLUG	-2.00
L317C	475	300# CS NPT COUPLING	DECK DRAIN W/PLUG	-2.00
L318D	475	300# CS NPT COUPLING	DECK DRAIN W/PLUG	-2.00
L319E	475	300# CS NPT COUPLING	DECK DRAIN W/PLUG	-2.00
L319F	475	300# CS NPT COUPLING	DECK DRAIN W/PLUG	-2.00
LO19	400	51# 40 CS	MIST ELIMINATOR DISCHARGE WITH VENT CAP (OUTDOOR ONLY)	-6.50
LO36	250	150# SS RF FLANGE	SEAL OIL SUPPLY	-4.25
LO39	150	150# SS RF FLANGE	LUBE OIL SUPPLY TO AA COMPRESSOR	-4.25
L3117	400	150# SS RF FLANGE	MAIN LUBE OIL SUPPLY	-4.25
LO118	250	150# SS RF FLANGE	LUBE OIL FEED TO GT BRG #2	-4.25
L3119	600	51# 40 CS PIPE STUB	MAIN LUBE OIL RETURN	-4.25
L3120	1100	51# 40 CS PIPE STUB	LUBE OIL DRAIN FROM GT BRG #2	-4.25
LO122	475	300# SAE FLANGE	LIFT OIL SUPPLY TO GEN B GT BRG #1	-4.25
LO123	475	300# SAE FLANGE	LIFT OIL SUPPLY TO GT BRG #2	-4.25
1011	475	300# SAE FLANGE	TRIP OIL TO HV	0.00



THE INFORMATION CONTAINED HEREIN IS CONFIDENTIAL AND THE PROPERTY OF KVAERNER PROCESS SYSTEMS PTY LTD. THE INFORMATION IS ISSUED ON THE UNDERSTANDING THAT IT MUST NOT BE TRADED OR REPRODUCED IN ANY MANNER, NOR THIS PRINT OR THE DESIGN DETAILED HEREIN, BE DISCLOSED TO A THIRD PARTY FOR QUOTING OR COPYING WITHOUT WRITTEN CONSENT OF KVAERNER PROCESS SYSTEMS PTY LTD. THIS PRINT IS NOT TO BE USED FOR ANY PURPOSE OTHER THAN THAT FOR WHICH IT IS SPECIFICALLY ISSUED.

Rev/Status	Date	Description	Mark By	Disc. Check	Disc. Ref.	Contr. Ref.	Temp. Ref.
A	12.04.06	ISSUED FOR SQUAD CHECK	ABS	DA			

Kvaerner Process Systems Pty. Ltd.
 Contract No. Doc. No. : 4874-DG-002
 Proj No 4874

C.A.D. FILE NAME
 ds100g44874.sh14.dwg
 Doc. Codes
 N/A

P.O. No. 180906153
 Package Title TERMO B
 Description of Tag No. GE ENERGY
 7 FA ACCESSORY MODULES
 DIS100 GENERAL ARRANGEMENT DRAWING

Suppl. Drawing No.	N/A	Auto	Size
Auto Type	N/A	N/A	A3
Proj. Drawing No.	GR1007	N/A	NTS
Rev	A	4 of 5	
Rev	Steel		

GE ENERGY GENERAL ELECTRIC COMPANY
 Confidentiality: N7

01- 7A **VENDOR SUPPLIED DRAWING**
 GE NOT TO REVISE. GE REVISION LEVEL IS AS SHOWN ON THIS APPLIQUE.
 THIS DOCUMENT IS FILED UNDER THE GE DRAWING NUMBER.
 THIS DOCUMENT SHALL BE REVISED IN ITS ENTIRETY. ALL SHEETS OF THIS DOCUMENT ARE THE SAME REVISION LEVEL AS INDICATED IN THIS VENDOR SUPPLIED DRAWING APPLIQUE.

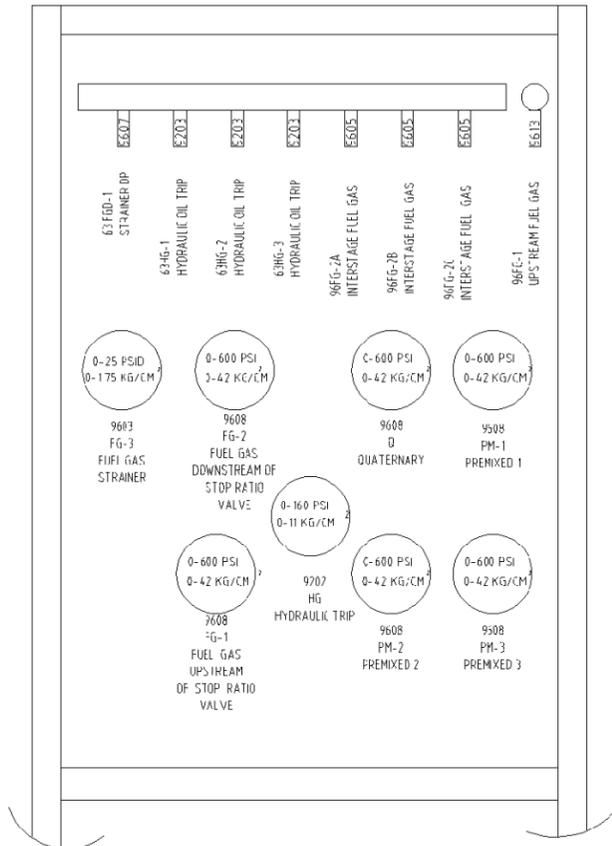
FIRST MADE FOR: ML-7A1WFA358-1.2 SHEET 1 of 5

DATE	DATE	GE DRAWING NUMBER	REV.
06/06/07	06/06/08	212D5566	-

PREPARED BY: J. REICHOW
 CHECKED BY: J. CAMPUZANO

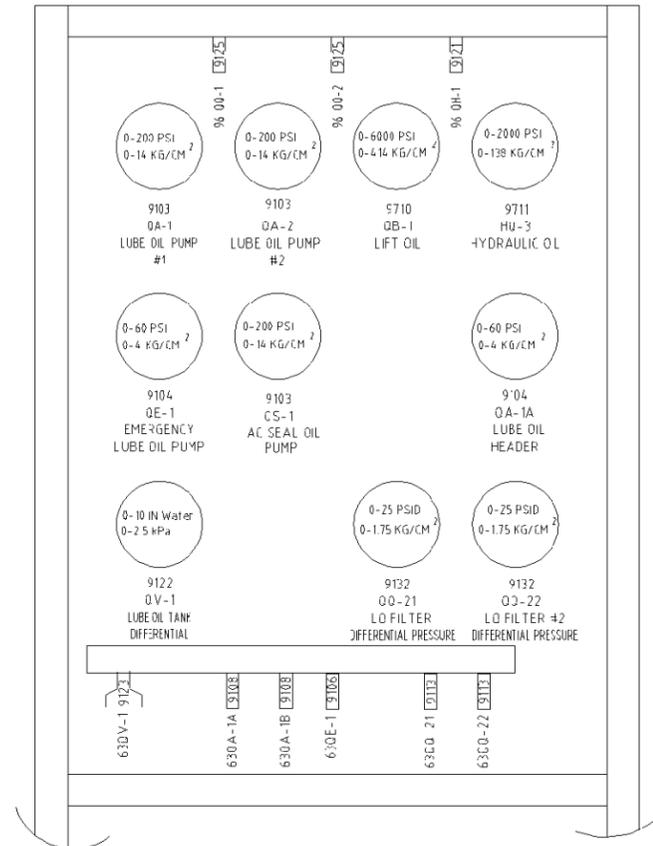
I:\OSPEL\FSD\1\Drawings\Current Projects\A160 Accessory Module Projects\A160_7A Terms\Drawings GR1007\14 Service Manual\Dis 100\kcs\00g44874\rehs.dwg, 8/06/2006 3:15:36 PM

I:\OPERA-INT\5011\Drawings\Current Projects\A1.00 Accessory Module Projects\874 Terms\Branches GR1007\14 Service Manual\06 1007\K1009\874\96FG.dwg, 8/06/2006 3:16:04 PM



9203	63 HG-1, 2, 3	HYDRAULIC OIL TRIP PRESSURE SWITCH
9E05	90FG - 2A, 2B, 2C	INTERSTAGE FUEL GAS PRESSURE SWITCH
9E07	63FG D1	STRAINER DP PRESSURE SWITCH
9E13	96FG D-1	UPSTREAM FUEL GAS PRESSURE TRANSMITTER

FUEL GAS GAUGE PANEL



9106	63OE-1	EMERGENCY LUBE OIL PUMP PRESSURE SWITCH
9108	630A-1A	LUBE OIL BEARING HEADER PRESSURE SWITCH
9108	630A-1B	LUBE OIL BEARING HEADER PRESSURE SWITCH
9113	630Q-21	LUBE OIL FILTER PRESSURE DIFF. SWITCH
9113	630Q-22	LUBE OIL FILTER PRESSURE DIFF. SWITCH
9129	630Q-25	SEAL OIL FILTER PRESSURE DIFF. SWITCH
9123	630V-1	LUBE OIL TANK AIR PRESSURE SWITCH
9125	960Q-1	LUBE OIL FILTER PRESSURE DIFF. TRANSMITTER
9125	960Q-2	LUBE OIL FILTER PRESSURE DIFF. TRANSMITTER
9121	960H-1	MAIN LUBE OIL PRESSURE DIFF. TRANSMITTER

LUBE OIL GAUGE PANEL

THE INFORMATION CONTAINED HEREIN IS CONFIDENTIAL AND THE PROPERTY OF KVAERNER PROCESS SYSTEMS PTY LTD. THE INFORMATION IS ISSUED ON THE UNDERSTANDING THAT IT MUST NOT BE TRADED OR REPRODUCED IN ANY MANNER, NOR THIS PRINT OR THE DESIGN DETAILED HEREIN, BE DISCLOSED TO A THIRD PARTY FOR QUOTING OR COPYING WITHOUT WRITTEN CONSENT OF KVAERNER PROCESS SYSTEMS PTY LTD. THIS PRINT IS NOT TO BE USED FOR ANY PURPOSE OTHER THAN THAT FOR WHICH IT IS SPECIFICALLY ISSUED.

Rev	Date	Description	Drawn by	Doc. check	Disc. apppr	Cont. apppr	Comp. apppr
A	12.04.06	ISSUED FOR SQUAD CHECK	ABS	DA			

Kvaerner Process Systems Pty Ltd.
 Contract No: Doc No: 4874-DG-C02 Proj. No: 4874
 C.A.D. FILE NAME: dis100ga4874.sht5.dwg
 Doc. Codes: N.A.

GE ENERGY <small>GENERAL ELECTRIC COMPANY Schenectady, NY</small>		P.D. No. 180906153 Package Title: TERYO B	
VENDOR SUPPLIED DRAWING <small>GE NOT TO REVISE. GE REVISION LEVEL IS AS SHOWN ON THIS APPLIQUE. THIS DOCUMENT IS FILED UNDER THE GE DRAWING NUMBER.</small> THIS DOCUMENT SHALL BE REVISED IN ITS ENTIRETY. ALL SHEETS OF THIS DOCUMENT ARE THE SAME REVISION LEVEL AS INDICATED IN THIS VENDOR SUPPLIED DRAWING APPLIQUE.			
FIRST MADE FOR: ML-7A (WF-A758-1)		SHEET 1 of 5	
DESIGNED BY: J. REICHOW DATE: 06/06/07	GE DRAWING NUMBER: 212D5566	SCALE: -	PROJECT: GR1007
CHECKED BY: J. CAMPUZANO DATE: 06/06/08	SHEET: 5 of 5	DRAWING NO.: GR1007	REV. SHEET: A

Tab 6



Sistema de Aceite Combinado - Hidráulico y de Elevación

Estas instrucciones no pretenden cubrir todos los detalles o variaciones del equipo, ni de proporcionar una solución a todos los posibles problemas que se pudieran encontrar durante la instalación, operación o mantenimiento. En caso de que fuera necesaria más información o se presentasen determinados problemas, que no se encuentren lo suficientemente cubiertos para los requerimientos del comprador, el asunto deberá consultarse directamente con GE Company.

I. GENERALIDADES

El Sistema Combinado - Hidráulico y de Elevación de la Turbina de Gas funciona para proporcionar la fuerza hidráulica necesaria para el funcionamiento de los componentes de mando y para asegurar la elevación de los cojinetes de la Turbina de Gas y del Generador. Los componentes de mando incluyen las Válvulas de Gas (válvulas con accionamiento hidráulico), las válvulas de sangrado de entrada (solamente en las unidades 9FB) y los Alabes Guía de entrada – los IGV (posicionadas por un cilindro hidráulico localizado en la base de la turbina) y, en las Turbinas de Gas Doble, la Válvula de Combustible Líquido (válvula servo accionada hidráulicamente).

Los componentes mayores del sistema incluyen las bombas y los motores, el acumulador, los filtros y las válvulas del ensamblaje distribuidor. Este documento presenta el funcionamiento normal del sistema. Para más detalles, consultar el diagrama esquemático Hidráulico/Elevación MLI 0434. Para más información sobre la calibración de los dispositivos, los ajustes, y las características de modelo, consultar las especificaciones de mando y el Sumario de Dispositivos incluido en este manual.

II. ENTRADA Y DESCARGA DE LA BOMBA

Como aceite hidráulico/de elevación (fluido de alta presión) se utiliza aceite de lubricación, con presión controlada, filtrado y enfriado, proporcionado desde el cabezal principal de aceite de lubricación localizado en el A160. El sistema es proyectado con dos trayectorias de flujo paralelas, redundantes. Durante el funcionamiento normal, solamente un circuito funciona. Las válvulas de aislamiento se utilizan para aislar uno de los circuitos, de una manera que se puedan ejecutar en modo *off-line* las operaciones de mantenimiento. En la entrada del sistema, los interruptores de presión (63HQ-6A, 63HQ-6B) transmiten una señal de alarma que desactiva los motores de las bombas hidráulicas/de elevación (88HQ-1, 88HQ-2) en caso de presión reducida en la entrada. Esta función asegura que las bombas no presentan el fenómeno de cavitación. El fluido de alta presión es bombeado en el distribuidor de suministro por una de las bombas de desplazamiento variable, compensadas en presión (PH1-1, PH2-1). Cada bomba es accionada por su propio motor de corriente alternativa. El operario de la turbina controla la secuencia de avance-retraso de las bombas. Las bombas son de tipo presión constante, desplazamiento positivo variable, con pistón axial, con compensadores dobles de presión incorporados (VPR3-1, VPR3-2). Los compensadores actúan por medio de la variación del recorrido de los pistones, para mantener la descarga configurada para la bomba. Cada bomba tiene un ajuste del compensador, tanto para presión alta como para baja. El ajuste de presión alta se utiliza cuando es necesario aumentar el suministro de aceite de elevación para los cojinetes del rotor. El ajuste de baja presión se utiliza cuando es necesario accionar las válvulas de gas y los IGV. Cada bomba/motor tiene un calentador (23HQ-1, 23HQ-2) que no permite la formación del condensado y del hielo durante el tiempo que los motores no funcionan. Las válvulas de sangrado están inmediatamente aguas abajo de la zona de descarga de la bomba para asegurar la presurización rápida del fluido de suministro. Cada circuito tiene un filtro de aceite (FH2-1, FH2-2) con interruptores de presión diferencial integral (63HF-1, 63HF-2). Las válvulas de alivio de presión del suministro de aceite hidráulico/de elevación (VR21-1, VR22-1) aseguran el alivio de la presión, para evitarse el fallo de un componente por causa de la sobrepresión, en caso de que uno de los compensadores de presión falle o esté configurado erróneamente. III.

III. SUMINISTRO DE ACEITE DE ELEVACIÓN

El aceite de elevación del cojinete se utiliza para elevar el rotor de la turbina-generador en una película de aceite, en cada cojinete, para minimizar las fuerzas de fricción que la turbina de gas o el virador debe superar durante el arranque. La válvula de aislamiento del suministro de aceite de elevación (20QB-1) es una válvula de solenoide. En estado energizado, la válvula permite que el aceite de alta presión llegue a cada cojinete de la turbina-generador. Cada cojinete está provisto de una válvula de regulación para mantener el suministro de aceite a una tasa constante. Además, los tubos de suministro de los cojinetes

tienen válvulas de retención para que el aceite de suministro del cojinete no corra atrás en las líneas de suministro del aceite de elevación. 20QB-1 tiene un dispositivo de sobrepaso que se puede utilizar en caso de defeción del solenoide. También hay una línea de detección conectada desde aguas-abajo del solenoide hasta el bloque compensador. Cuando el solenoide está abierto, la línea de detección está presurizada, determinando la selección del ajuste de alta presión. El interruptor manométrico de suministro del aceite de elevación de los cojinetes (63QB-1) proporciona una señal de alarma para el sistema de control de la turbina si la presión del aceite de elevación está baja y por eso, se impedirá el arranque del motor del virador en caso de presión insuficiente.

IV. SUMINISTRO DE ACEITE DE ELEVACIÓN

La Presión del Suministro Hidráulico es necesaria para accionar las válvulas de gas, los IGV, las válvulas de sangrado de entrada (solamente en las unidades 9FB) y las válvulas de combustible líquido (solamente para unidades de Combustible Doble). Cada circuito de bomba contiene una válvula de regulación de la presión del aceite de suministro (VPR4-3, VPR4-4). Estas válvulas de regulación de presión mantienen la presión hidráulica necesaria en funcionamiento, para los componentes accionadas hidráulicamente, sin importar el modo de funcionamiento de la bomba (elevación o hidráulico).

Los Interruptores Manométricos del Suministro del Aceite de Descarga Hidráulica (63HQ-1A, 63HQ-1B) se utilizan para indicar que la bomba de avance no suministra bastante presión en el sistema. En este caso, se activará la bomba de retraso. La Válvula de Alivio de Baja Presión del Suministro Hidráulico (VR23-2) está provista para impedir la sobre-presurización de los componentes de suministro hidráulico, si las válvulas de regulación de la presión fallan o están configuradas incorrectamente. Fuera del cabezal de suministro de aceite hidráulico hay un acumulador (AH1-1) que almacena una cantidad de fluido hidráulico que se utiliza en régimen transitorio (por ejemplo durante el accionamiento de la válvula). El acumulador está en servicio, sin importar la bomba que esté en funcionamiento. El acumulador tiene una válvula de aislamiento y una de control de flujo para controlar el flujo de recarga. Para despresurizar rápidamente y drenar el cabezal de suministro de aceite hidráulico, es disponible una válvula de derivación. Esta válvula es útil durante la reposición de los compensadores de las bombas, de las válvulas de alivio, de los reguladores de presión. La válvula de derivación sirve también como válvula de drenaje para el acumulador.

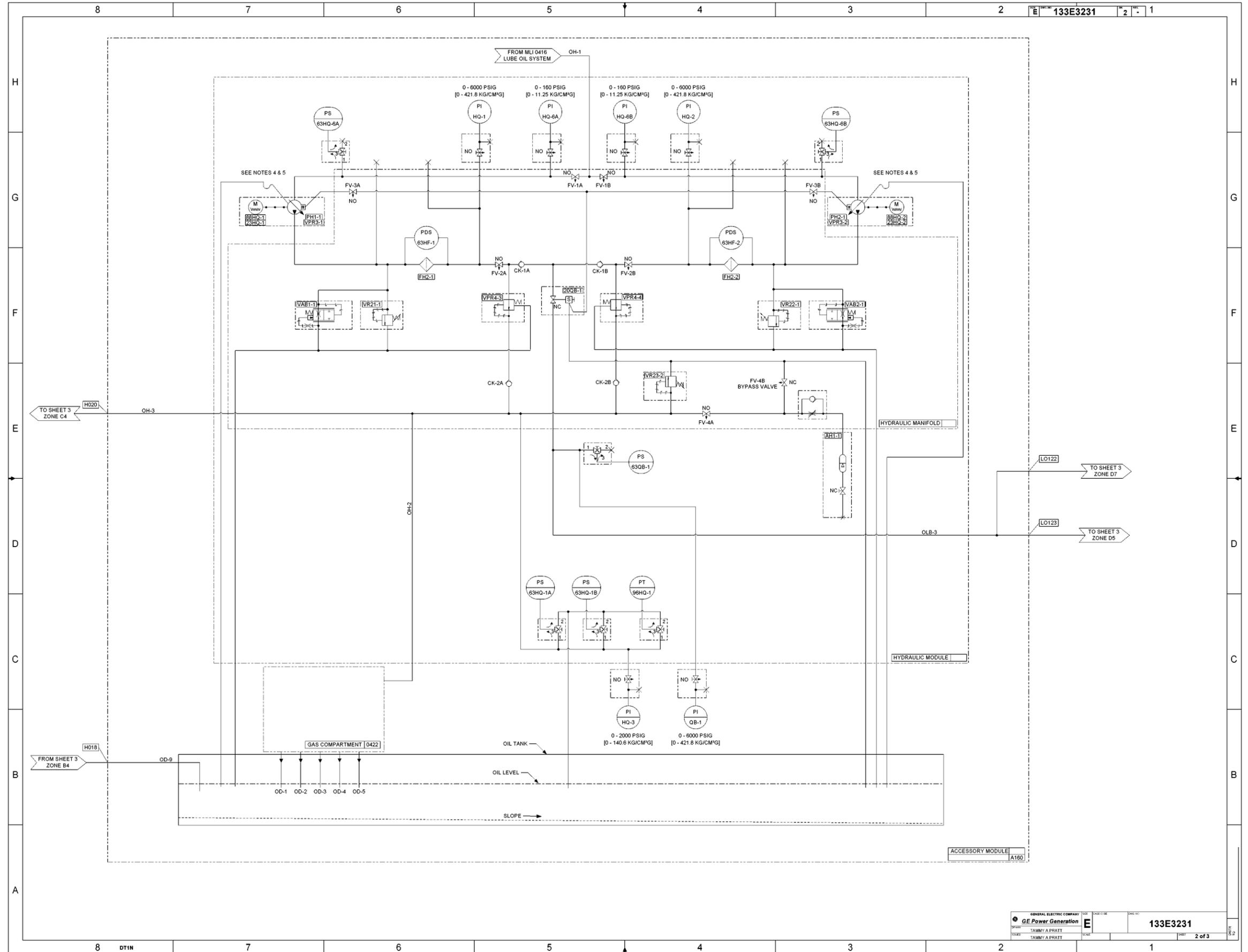
V. RESUMEN DE LOS RIESGOS DEL SISTEMA (SOLAMENTE PARA UNIDADES QUE CORRESPONDEN A LAS DIRECTIVAS DE UE)

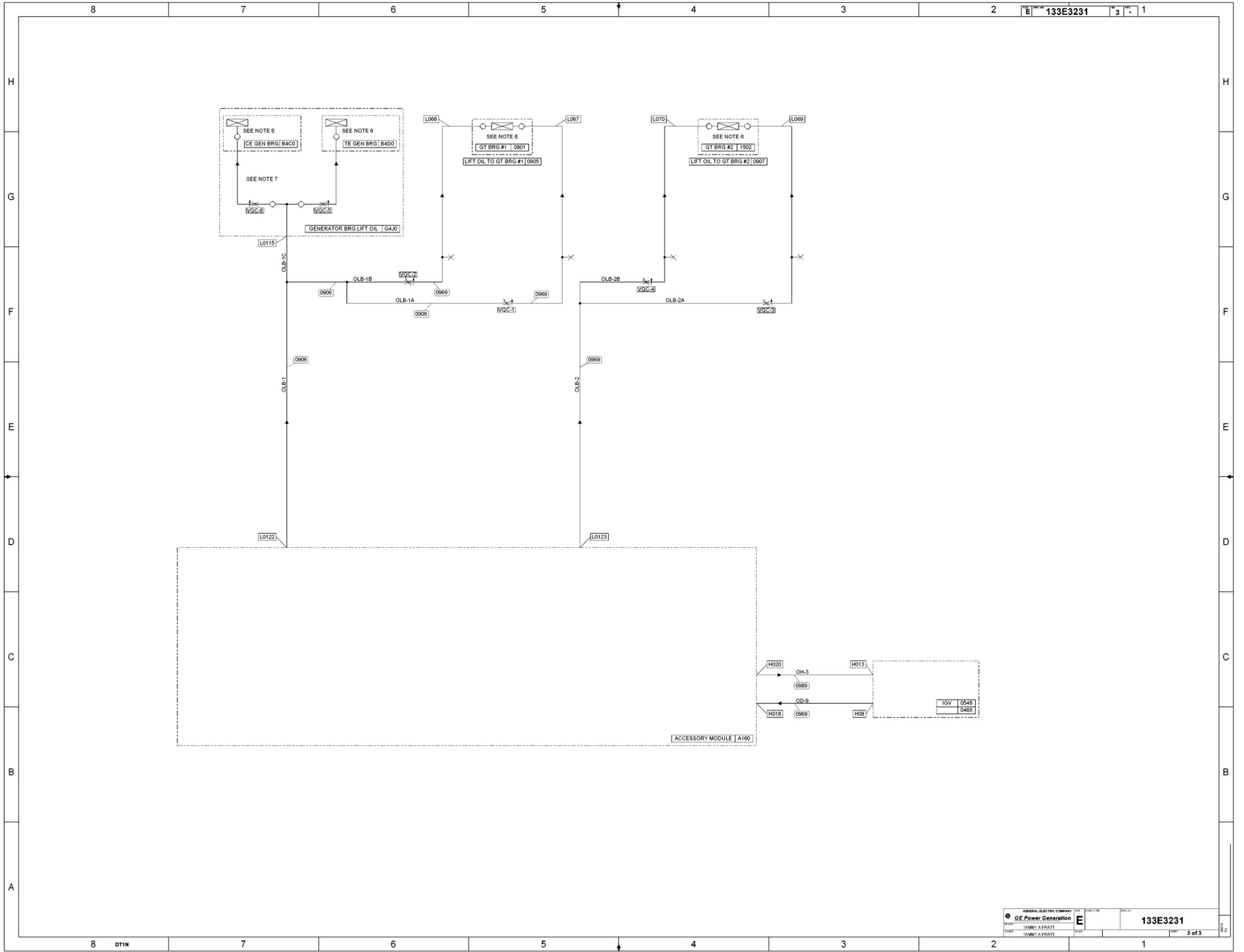
Para saber más sobre el riesgo que puede aparecer en el funcionamiento de una Unidad Hidráulica (Sistema Combinado de Aceite Hidráulico y de Elevación), consultar el documento 0124 - Resumen de Residuos del Equipo y el Documento A160 - Manual de Utilización y Mantenimiento (DIS-201), proporcionado por el vendedor del bastidor (la Sección sobre la Unidad Hidráulica).



GE Energy

General Electric Company
www.gepower.com





Tab 7

g

GEK 111340CAa
Revisado en Noviembre 2005

GE Energy

Sistema de Desconexión de Lubricación

Estas instrucciones no pretenden cubrir todos los detalles o variaciones del equipo, ni de proporcionar una solución a todos los posibles problemas que se pudieran encontrar durante la instalación, operación o mantenimiento. En caso de que fuera necesaria más información o se presentasen determinados problemas, que no se encuentren lo suficientemente cubiertos para los requerimientos del comprador, el asunto deberá consultarse directamente con GE Company.

© 2005 General Electric Company

I. GENERALIDADES

Los Sistemas de control y de protección de la turbina de gas están operados por el mando SPEEDTRONIC™ a través de unos dispositivos electro-hidráulicos. Esto se hace para proporcionar las fuerzas de accionamiento necesarias para operar los diversos equipos de control y protección localizados en la Turbina de gas y sus módulos accesorios asociados.

Este equipo consiste en varias válvulas de combustible y unos alabes guía de entrada variables. Los dispositivos electro-hidráulicos consisten en unas servo-válvulas que actúan para modular el elemento final de control en respuesta a los requisitos operacionales de la unidad, y en unos relés hidromecánicos y válvulas de disparo accionadas por solenoide, que accionan para interrumpir la acción de control de las servo-válvulas y bloquean el elemento de control en caso de disparo. Otros componentes incluyen unos interruptores de presión, acumuladores hidráulicos, válvulas de regulación, orificios para la medición del caudal, una válvula de disparo accionada manualmente y los cilindros hidráulicos que posicionan los elementos finales.

Esta sección describirá la manera en que este sistema acciona los alabes guía de entrada, el Sistema de combustible gaseoso y el Sistema de combustible líquido (en las unidades de combustible doble). Pueden encontrar un esquemático del Sistema de disparo y de Control hidráulico en la sección de Dibujos de referencia de este manual.

II. ALABES GUÍA DE ENTRADA

Los alabes guía de entrada están posicionadas por un cilindro hidráulico localizado a la base de la turbina. El aceite de alta presión (OH) desde el sistema de suministro hidráulico es admitido en este sistema por un orificio / una válvula de regulación. Después, el aceite hidráulico pasa por el relé de disparo (VH3-1) a la servo-válvula de modulación (90TV-1) que actúa para posicionar el cilindro en respuesta al mando de posicionamiento enviado desde SPEEDTRONIC. Los transductores de posición (mostrados en el esquemático de los alabes guía de entrada) proporcionan un feedback de posición a este bucle. El relé de disparo (VH-3) es accionado por el aceite de baja presión que pasa por un orificio al pistón de accionamiento del relé. Una válvula solenoide de disparo (20TV-1), cuando esté energizada, se cierra y permite que el aceite de disparo acumule presión y mueva el relé para la posición de funcionamiento. En caso de un disparo de IGV, 20TV-1 es des-energizado, VH3-1 mueve para la posición de disparo y al aceite de alta presión acciona para mover el cilindro IGV para la posición cerrada.

III. SISTEMA DE COMBUSTIBLE GASEOSO

El Sistema de combustible gaseoso consiste en cinco dispositivos finales, la válvula de regulación y bloqueo del gas y cuatro válvulas de control del gas. Estos dispositivos están presentados en el esquemático del combustible gaseoso, ML artículo 0422.

Las cinco válvulas están accionadas por unos sistemas hidráulicos idénticos, aunque la función de control de cada una es única.

Cada válvula es accionada por una servo-válvula, que actúa para posicionar la válvula en respuesta al mando de posicionamiento enviado desde el sistema de control SPEEDTRONIC. Cada válvula tiene transductores de posición para proporcionar una señal feedback de posición. Éstos están mostrados en el esquemático del combustible gaseoso. El aceite de alta presión pasa por los filtros de cada una de las servo válvulas. Entre las servo-válvulas de regulación y bloqueo y los cilindros hidráulicos hay un relé de disparo hidromecánico – de VH5-1 a VH5-5. Cuando estos relés están en la posición de funcionamiento, las servo-válvulas son capaces de modular la posición de las válvulas. Cuando estos relés están en la posición bloqueada, una extremidad del cilindro es abierta para drenar, permitiendo que el resorte cierre rápidamente la válvula para cerrar el caudal de combustible gaseoso. Estos relés están accionados por aceite de disparo de baja presión y una válvula solenoide de disparo (20FG-1) que, cuando esté

energizada, se cierra y permite que el aceite de disparo acumule presión y mueva el relé para la posición de funcionamiento. En caso de un disparo, 20FG-1 es des-energizado, los relés mueven para la posición de disparo y las válvulas de regulación y bloqueo son cerradas por sus respectivos resortes. El orificio del suministro de aceite de disparo es utilizado para limitar el caudal en este parte desde el sistema de disparo de baja presión, cuando 20FG-1 está abierto. Los interruptores de presión (63HG) se utilizan para comunicarle al sistema de control SPEEDTRONIC™ que la parte del sistema de disparo hidráulico de combustible gaseoso ha sido bloqueada. Esto se utiliza en la lógica para asegurar la fiabilidad del sistema de disparo.

IV. SISTEMA DE COMBUSTIBLE LÍQUIDO (SOLAMENTE PARA UNIDADES DE COMBUSTIBLE DOBLE)

El Sistema de combustible líquido consiste en una válvula de cierre y una válvula de derivación. Estos dispositivos están presentados en el esquemático del combustible líquido, ML artículo 0424.

La válvula de cierre es accionada por ambos sistemas de aceite de disparo y de control, mientras que la válvula de derivación utiliza solamente el sistema de aceite de control.

La válvula de cierre del combustible líquido es una válvula de dos posiciones que dirige el flujo de combustible sea al bucle de derivación, sea a la turbina. La válvula de cierre es compensada por el resorte para poder derivar. Cuando el solenoide 20FL-1 está energizado, la presión del aceite de disparo se acumula, desviando el relé de disparo dentro de la válvula de cierre. Cuando el relé de disparo se desvía, el aceite de control de alta presión trabaja contra el resorte de compensación para desviar la válvula de cierre a la posición de la turbina. Si el aceite de disparo se pierde o si 20FL-1 se des-energiza, el relé de disparo cambia de posición, descargando el aceite de control y permitiendo que el resorte devuelva la válvula de cierre a la condición de derivación. La pérdida de la presión del aceite de disparo es también monitorizada por los interruptores de presión 63HL en el sistema de aceite de disparo.

La válvula de derivación del combustible líquido es una válvula de posición infinitamente controlada por el sistema de aceite de control de alta presión por una servo-válvula montada directamente. La válvula de control es posicionada para controlar la cantidad de combustible líquido que entra en la turbina, mientras esté derivando el flujo en exceso. La servo-válvula mide el aceite de control de alta presión que va al actuador hidráulico que posiciona la válvula de control según la demanda de caudal del combustible líquido del sistema. En caso de fallo de la servo, ésta va a la posición auto-protégida, que posiciona la válvula de derivación del combustible líquido para la condición de derivación del flujo total.

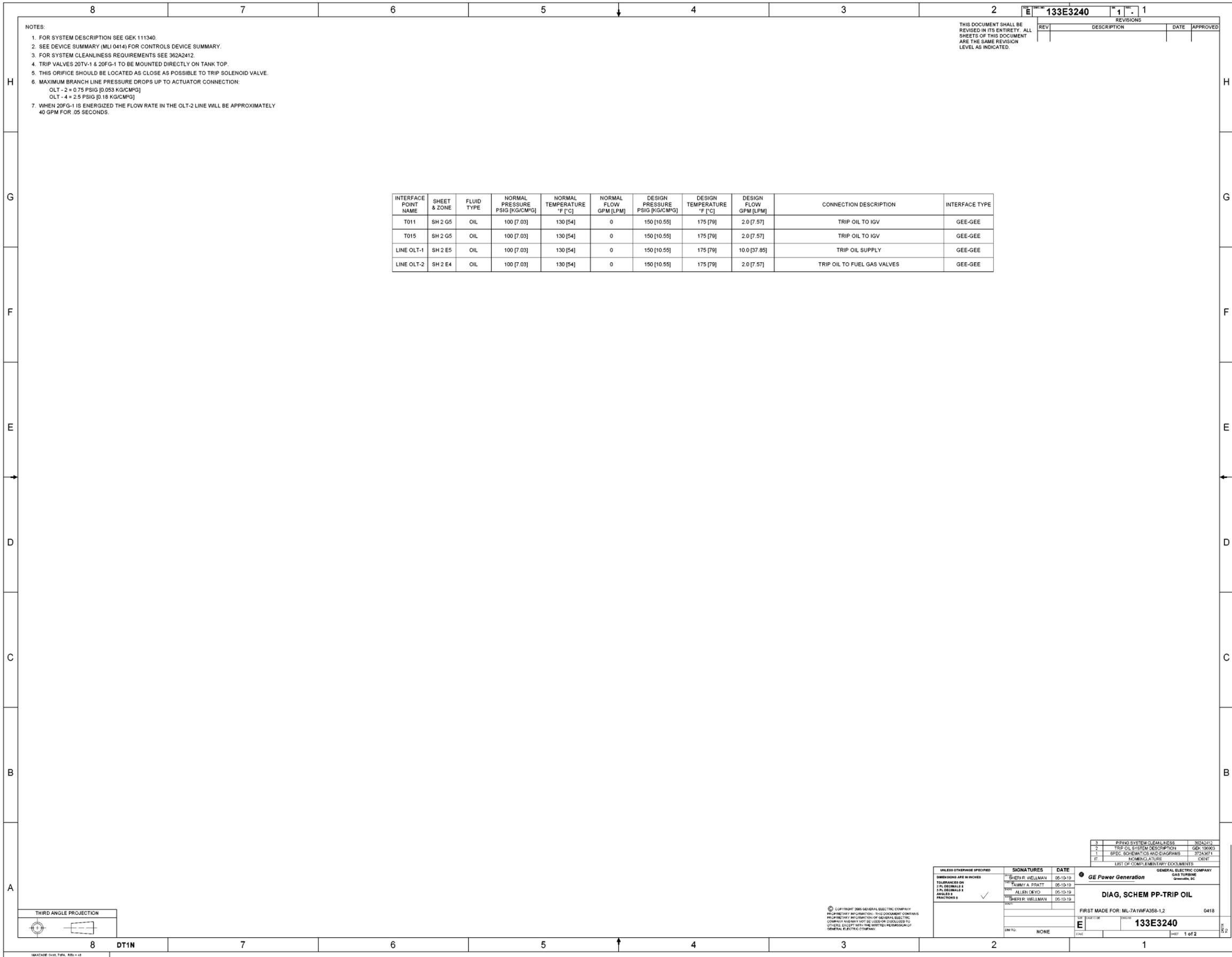
V. RESUMEN DE LOS RIESGOS Y DEL CONTROL DEL SISTEMA (SOLAMENTE PARA UNIDADES QUE CORRESPONDEN A LAS DIRECTIVAS DE UE)

Para saber más sobre el riesgo que puede aparecer en el funcionamiento del Sistema de aceite de disparo, consulte el documento 0124 - Resumen de residuos del equipo y el documento A160 - Manual de Utilización y Mantenimiento (DIS-201), proporcionado por el vendedor del bastidor.

g

GE Energy

General Electric Company
www.gepower.com

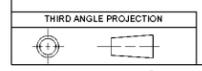


NOTES:

1. FOR SYSTEM DESCRIPTION SEE GEK 111340.
2. SEE DEVICE SUMMARY (MLI 0414) FOR CONTROLS DEVICE SUMMARY.
3. FOR SYSTEM CLEANLINESS REQUIREMENTS SEE 362A242.
4. TRIP VALVES 20TV-1 & 20FG-1 TO BE MOUNTED DIRECTLY ON TANK TOP.
5. THIS ORIFICE SHOULD BE LOCATED AS CLOSE AS POSSIBLE TO TRIP SOLENOID VALVE.
6. MAXIMUM BRANCH LINE PRESSURE DROPS UP TO ACTUATOR CONNECTION:
 OLT-2 = 0.75 PSIG [0.053 KG/CM²G]
 OLT-4 = 2.5 PSIG [0.18 KG/CM²G]
7. WHEN 20FG-1 IS ENERGIZED THE FLOW RATE IN THE OLT-2 LINE WILL BE APPROXIMATELY 40 GPM FOR .05 SECONDS.

E		133E3240		1		1	
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED				

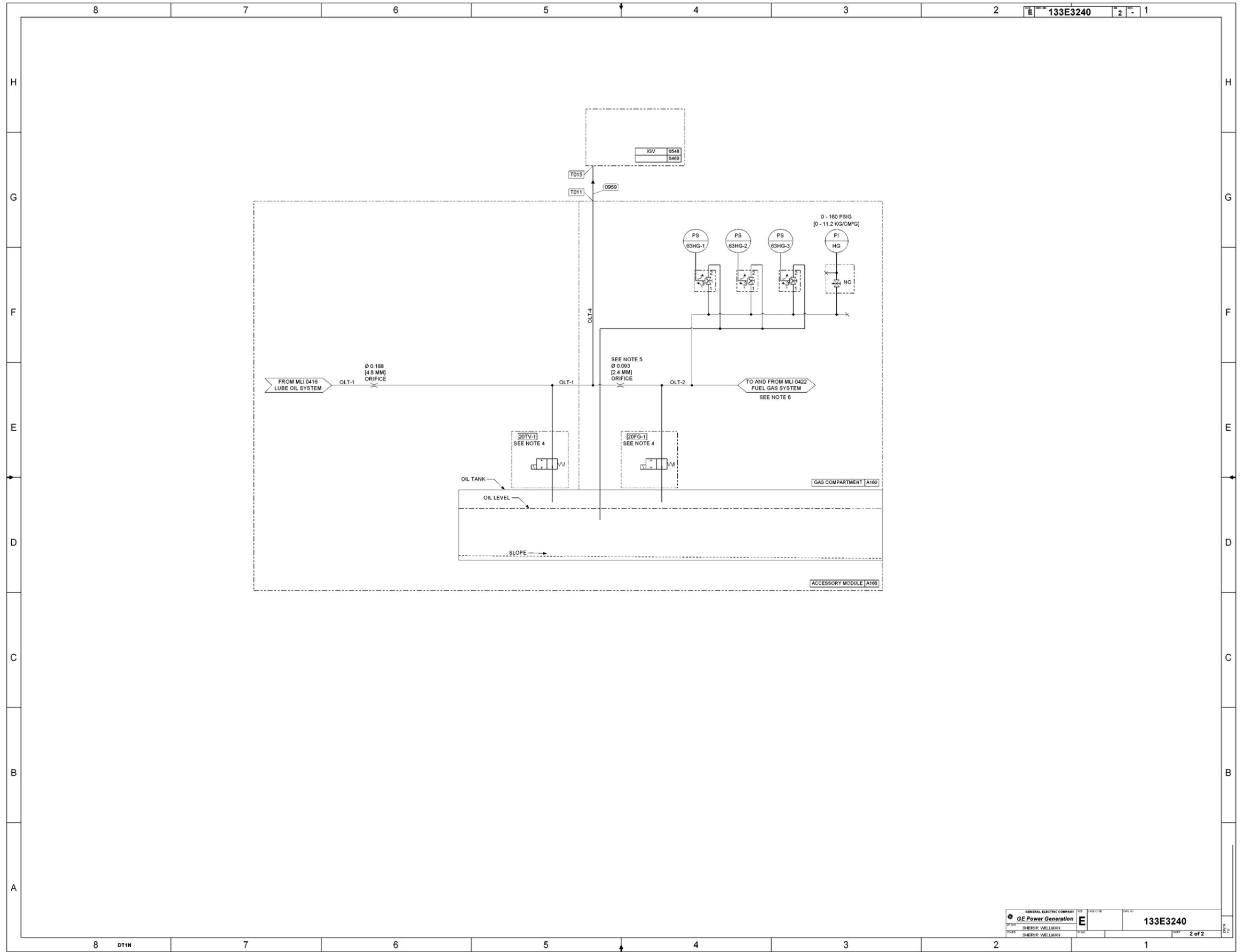
INTERFACE POINT NAME	SHEET & ZONE	FLUID TYPE	NORMAL PRESSURE PSIG [KG/CM ² G]	NORMAL TEMPERATURE °F [°C]	NORMAL FLOW GPM [LPM]	DESIGN PRESSURE PSIG [KG/CM ² G]	DESIGN TEMPERATURE °F [°C]	DESIGN FLOW GPM [LPM]	CONNECTION DESCRIPTION	INTERFACE TYPE
T011	SH 2 G5	OIL	100 [7.03]	130 [54]	0	150 [10.55]	175 [79]	2.0 [7.57]	TRIP OIL TO IGTV	GEE-GEE
T015	SH 2 G5	OIL	100 [7.03]	130 [54]	0	150 [10.55]	175 [79]	2.0 [7.57]	TRIP OIL TO IGTV	GEE-GEE
LINE OLT-1	SH 2 E5	OIL	100 [7.03]	130 [54]	0	150 [10.55]	175 [79]	10.0 [37.85]	TRIP OIL SUPPLY	GEE-GEE
LINE OLT-2	SH 2 E4	OIL	100 [7.03]	130 [54]	0	150 [10.55]	175 [79]	2.0 [7.57]	TRIP OIL TO FUEL GAS VALVES	GEE-GEE



© COPYRIGHT 2005 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION - THIS DOCUMENT CONTAINS
 PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC
 COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO
 OTHERS WITHOUT THE WRITTEN PERMISSION OF
 GENERAL ELECTRIC COMPANY.

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE	GENERAL ELECTRIC COMPANY GAS TURBINE Greenville, SC
DIMENSIONS ARE IN INCHES	SHERI R. WELLMAN	05-10-19	DIAG, SCHEM PP-TRIP OIL FIRST MADE FOR: ML-7A1WFA358-1.2 0418 133E3240 SHEET 1 of 2
TOLERANCES ON	RAMMY A. PRATT	05-10-19	
3 PL DECIMALS ±	ALLEN DEVO	05-10-19	
ANGLES & FRACTIONS ±	SHERI R. WELLMAN	05-10-19	
GM TO:	NONE	DATE:	

3	PIPING SYSTEM CLEANLINESS	362A242
2	TRIP OIL SYSTEM DESCRIPTION	GEK 104003
1	SPEC. SCHEMATICS AND DIAGRAMS	37A3011
1	NOMENCLATURE	0418



Tab 8



GEK106852Sb
Revisado, septiembre de 2001
Sustituye a GFD26Q00

GE Power Systems Turbina de Gas

Sistema de control de gas combustible (DLN_x 2.6)

Las presentes instrucciones no cubren todos los detalles o variaciones del equipo, como tampoco prevén todas las contingencias que pueden surgir durante la instalación, el funcionamiento y el mantenimiento. En caso de necesitarse más información o si surgen problemas particulares que no están suficientemente tratados para los fines del usuario, el tema debe consultarse a General Electric.

© 2001 GENERAL ELECTRIC COMPANY

CONTENIDO

I. GENERALIDADES 3

II. SISTEMA DE CONTROL DE GAS DE COMBUSTIBLE..... 3

- A. Válvula de control de gas 3
- B. Lazo de control de posición de la válvula de control de gas (GVC) 4
- C. Conexiones de terminales del LVDT 4
- D. Osciladores LVDT 5
- E. Posición mecánica de la servoválvula (65GC y 90SR)..... 5
- F. Válvula de cierre/relación de velocidad..... 5
- G. Alarmas de averías de válvulas 6
- H. Calibración de transductores de presión de gas combustible, 96FG-2A, 2B, 2C 6
- J. Filtro de gas 6
- K. Interruptor de baja presión, 63FG 7
- L Manómetros 7
- M. Válvula solenoide de ventilación de combustible gaseoso 20VG 7
- N. Encaminamiento de las tuberías de ventilación por el cliente / instalador..... 7

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Esquema de control de la válvula de control de gas 8

Figura 2 Calibración del lazo de posición de la válvula de control de gas..... 8

Figura 3 Esquema de control de válvula de relación de velocidad / cierre 10

Figura 4 Calibración de presión de la válvula de relación de velocidad 10

I. GENERALIDADES

La válvula de cierre / relación de velocidad (SRV) y las válvulas de control de gas (GCV) trabajan en conjunto para regular el caudal total de combustible que se suministra a la turbina de gas. Esta disposición utiliza cuatro válvulas de control de gas independientes para controlar la distribución del caudal de combustible a un sistema de combustión multiboquillas (consulte el esquema del sistema de combustible gaseoso).

Las GVC controlan el caudal de combustible deseado en respuesta a un comando del sistema de combustible, el FRS (Referencia de carrera del combustible). La respuesta del caudal de combustible a los comandos GCV se hace predecible manteniendo una presión predeterminada superadas las CGV. La presión a contracorriente de las CGV, P₂, se controla modulando la SRV en función de la velocidad de la turbina como porcentaje de la velocidad total, TNH y las respuestas de los transductores de presión P₂, 96FG-2A, B y C. Consulte el esquema del sistema de combustible gaseoso.

En un sistema de combustión de bajo NO_x 2.6 (DLN-2,6) seco, existen cuatro distribuidores del sistema de combustible gaseoso: premezcla 1 (PM1), premezcla 2 (PM2), premezcla 3 (PM3) y cuaternario (Q). Cada cámara de combustión dispone de un total de seis boquillas de combustible. El sistema de suministro de combustible gaseoso PM1 consta de una boquilla de combustible del tipo difusor para cada cámara de combustión. El sistema de suministro de combustible gaseoso PM2 consta de dos boquillas de combustible del tipo de premezcla para cada cámara de combustión. El sistema de suministro de combustible gaseoso cuaternario consta de los inyectores situados en cada cámara de combustión. El sistema de suministro de combustible gaseoso PM3 consta de tres boquillas de combustible del tipo de premezcla para cada cámara de combustión. Las GCV regulan el porcentaje del caudal de flujo total suministrado a cada uno de los distribuidores del sistema de combustible gaseoso.

II. SISTEMA DE CONTROL DE GAS DE COMBUSTIBLE

Las GCV y la SRV se actúan mediante cilindros hidráulicos que se mueven contra tapones de válvulas con resorte. Tres servoválvulas de bobina se accionan mediante señales eléctricas del sistema de control para regular el fluido hidráulico en los cilindros del actuador. Los sensores redundantes en forma de Transformadores diferenciales variable lineales (LVDT) instalados en cada válvula, ofrecen al sistema de control información sobre la posición de las válvulas, para un control de posición de lazo cerrado.

En los siguientes párrafos puede encontrar una explicación funcional de cada pieza o subsistema. Para obtener más detalles acerca de los circuitos hidráulicos consulte el texto del sistema SPEEDTRONIC, los esquemas del sistema de combustible gaseoso y los programas de secuencias de control provistos a la instalación.

A. Válvulas de control de gas

Los tapones de las GCV están diseñados para proporcionar el área de flujo adecuada en relación con la carrera de la válvula. La posición combinada de las válvulas de control pretende ser proporcional al FSR. Las GCV utilizan un disco de válvula con faldilla y asiento venturi para obtener una recuperación de presión adecuada. La recuperación de alta presión se produce con relaciones de presión en la válvula sustancialmente inferiores a la relación de presión crítica. El resultado es que el caudal a través de las GCV es independiente de la caída de presión en las válvulas y es función sólo de la presión interna de la válvula, P₂, y del área de la misma.

El comando de combustible del sistema de control, FSR, es el porcentaje del caudal máximo de combustible requerido por el sistema de control para mantener bien la velocidad, la carga u otro ajuste. El FSR se divide en dos partes que configuran el punto de ajuste dividido del combustible, FSR1 y FSR2. FSR1 es el porcentaje del caudal máximo de combustible requerido por el sistema de combustible líquido y FSR2 es el porcentaje del caudal máximo de combustible requerido por el sistema de combustible gaseoso. FSR2 se divide también en cuatro partes FSRPM1, FSRPM2, FSRPM3 y FSRQT. FSRPM1 es el porcentaje de FSR2 que controla la válvula de combustible gaseoso CGV1. FSRPM2 es el porcentaje de FSR2 que se dirige a las válvulas de combustible gaseoso GCV2, etc. FSRPM1 se utiliza como referencia para un servoamplificador que acciona las bobinas de la CGV N° 1. El FSRPM2 se utiliza para accionar las bobinas de la GCV N° 2, etc.

Cada procesador del sistema de control calcula sus propios FSR2, FSRPM1, 2, 3 y FSRQT y cada procesador acciona una de las tres bobinas de la servoválvula. La función de lazos de control de la posición de las GCV funciona de forma similar al lazo de control de posición de la SRV.

Las servoválvulas disponen de una polaridad de desfase nula mecánica lo que provoca que las GCV o la SRV se desplacen a la posición de carrera cero durante una señal de entrada de tensión cero, o un circuito abierto de las bobinas de la servoválvula. Durante la calibración, deben realizarse comprobaciones para asegurarse de que esta función trabaja correctamente.

La SRV y las GCV están equipadas con válvulas hidráulicas de descarga de retorno actuadas por resorte. Las válvulas de descarga se mantienen en su estado operativo normal mediante un suministro de aceite hidráulico, conocido como aceite de disparo. El sistema de aceite de disparo es triple redundante para asegurarse de que ningún fallo de un solo dispositivo pueda interferir con el funcionamiento de la unidad generadora de potencia.

B. Lazo de control de posición de la válvula de control de gas (GVC)

El lazo de control de posición se muestra en la Figura 1. Para la detección de la posición en cada válvula de control se utilizan dos LVDT (96GC-1 a -8). Sus señales atraviesan el amplificador servo en donde dos transformadores independientes y un circuito discriminador demodulan la señal de CA del LVDT en señales de CD aceptables para su uso como control de posición. La señal mayor se conmuta con diodos y se dimensiona mediante un amplificador para la calibración de la carrera correcta de la válvula. Consulte la figura 2 para ver una curva típica de calibración.

Es esta señal de CD la que se realimenta y se compara con la FSR en la unión sumadora de un amplificador de error en el circuito del servosistema. Para lograr un control estable, el error amplificado se proporciona adecuadamente para controlar el amplificador de integración que acciona la servoválvula 65GC. Cuando la realimentación de la LVDT se iguala a la señal de entrada de FSR, se satisface la unión sumadora del amplificador del servosistema.

Las Especificaciones de Control ofrecen los ajustes correctos del lazo de posición para una turbina específica.

C. Conexiones de terminales del LVDT

Los transformadores diferenciales variables lineales (LVDT) utilizados en el control SPEEDTRONIC disponen de devanados especiales propietarios que requieren que varios de los terminales se puenteen en la primera tarjeta de terminales, ya que el sistema SPEEDTRONIC requiere sólo cuatro cables LVDT. El devanado principal de los LVDT está derivado en el punto de 25%, y la conexión se deriva para que se convierta en una de las dos conexiones de salida del LVDT. La conexión de baja tensión de la bobina principal debe estar conectada a la conexión final de carrera cero de los devanados secundarios, y los extremos de posición nula de los dos devanados secundarios deben estar conectados para permitir que los devanados secundarios estén en oposición en serie. Los cuatro cables utilizados en el lazo de control de combustible SPEEDTRONIC son los dos cables de conexión principal para la excitación de las dos conexiones de salida especiales. Una de las conexiones es el cable de conexión derivada del devanado principal. La otra conexión es la conexión final de carrera máxima del devanado secundario. La polaridad de la conexión principal derivada es la contraria a la polaridad del devanado secundario en carrera cero, y se encuentra en suma de serie con la polaridad del devanado secundario en carrera cero, y en suma de serie a la polaridad del devanado secundario en carrera máxima. Por ello, la polaridad en la salida CA del LVDT (o la salida de CD rectificadas), tal como se utiliza en el control SPEEDTRONIC, no se invierte a medida que se desplaza la posición central del LVDT desde la carrera de combustible cero a la posición de carrera máxima de combustible. El LVDT con el circuito de salida propietario está diseñado para una salida de 0.7 voltios RMS CA con la carrera cero del vástago de la válvula y 3.5 voltios RMS CA en la carrera máxima diseñada para el LVDT especificado. La posición máxima requerida real del vástago de la válvula de control de gas, y el recorrido puede ser ligeramente menor que la carrera de diseño real para el LVDT.

D. Osciladores LVDT

La excitación para cada LVDT se induce a través de un oscilador en el panel SPEEDTRONIC. La salida de cada oscilador es de 7.0 voltios CA a una frecuencia nominal de 3000 Hz. Los dos osciladores, sin embargo en los dos LVDT pueden causar una frecuencia de batido igual a la diferencia en la frecuencia de los dos osciladores. Por ello, un oscilador se ajusta a 3200 Hz y el otro oscilador se ajusta a 2800 Hz para eliminar los efectos de la frecuencia de batido en el mismo lazo de control.

E. Posición mecánica de la servoválvula (65GC y 90SR)

Las servoválvulas disponen de una polarización de desfase del cero mecánico que provoca que las GCV o la válvula de relación de cierre se desplacen a la posición de carrera cero durante una señal de tensión cero o circuito abierto de las bobinas de la servoválvula. Durante la calibración, debe comprobarse que estos datos se cumplan.

La SVR y las GCV están equipadas con filtros de suministro hidráulicos, los cuales disponen de un indicador de presión diferencial alta para su indicación local.

F. Válvula de cierre/relación de velocidad

La SVR tiene dos funciones. En primer lugar su funcionamiento como válvula de cierre, lo que la hace parte integral del sistema de protección. Un disparo de emergencia o parada normal activarán la válvula a su posición cerrada, impidiendo el flujo de combustible gaseoso hacia la turbina. El cierre de la SRV puede lograrse de dos formas: descargando el aceite hidráulico del cilindro actuador hidráulico de la SRV o cerrando la SRV eléctricamente utilizando el lazo de control de posición de la SRV del sistema de control. La SRV funciona también como una válvula reguladora de presión. El sistema de control utiliza la SRV para regular la presión, P_2 , a contracorriente de las GCV. Consulte las figuras 3 y 4.

Mientras que el lazo de control de posición de la SRV se considera un lazo de control interno, el lazo de control de presión se considera un lazo de control externo. El sistema de control calcula un comando de presión P_2 , FPRGOUT. Este comando es una función lineal de TNH. Para detectar la presión interválvulas, P_2 , se utilizan tres transductores de presión - Cada canal del sistema de control calcula su propio FPRGOUT y cada uno de ellos se conecta a un único transductor de presión. *Los transductores de presión se utilizan para determinar el error entre la presión deseada P_2 , FPRGOUT y la presión P_2 real.* El error resultante se procesa mediante un algoritmo de integración que utiliza el comando FSR de gas actual, FSR2, para calcular un comando de posición de válvula. Dos LVDT detectan la posición del vástago de la SRV y sus salidas se devuelven a cada canal del sistema de control. El sistema de control selecciona la señal de realimentación mayor al determinar el error entre el comando de posición deseada de la válvula SRV y la posición real de la válvula. El error se convierte en la entrada para el amplificador servo que acciona la servoválvula en la dirección requerida para disminuir el error de posición.

Las siguientes condiciones deben ser satisfechas antes de que pueda abrirse la SRV: (Debe producirse una transferencia a combustible gaseoso O no debe existir un punto de ajuste dividido de combustible líquido de 100%) Y (el circuito protector maestro debe estar activado) Y (las válvulas de purga del sistema de combustible gaseoso deben estar cerradas) Y (bien el control de detección de llamas debe estar activado O el circuito de permisivo de encendido debe estar activado).

La SRV se cerrará de forma automática durante el fallo de llama, fallo de encendido en la puesta en marcha o actuación del equipo detector de incendios. Después del disparo de la unidad, los circuitos protectores principales y el permisivo de encendido se utilizan para evitar la puesta en marcha hasta que las condiciones sean aceptables.

En caso de un disparo de emergencia o parada normal, se ordena una presión P_2 negativa mediante el comando FPRGOUT. Este comando negativo lleva a la servoválvula SRV a la saturación negativa y cierra rápidamente la SRV. Sin embargo, en estas situaciones la descarga de fluido hidráulico desde el cilindro actuador de la SRV permitirá que el resorte de retorno de la SRV cierre el pozo de la válvula antes de que la servoválvula pueda vaciar el cilindro.

G. Alarmas de averías de válvulas

Además de visualizarse las señales de realimentación y las señales de control de todas las válvulas, se comparan con los límites operativos normales y, en caso de estar fuera de estos límites, se activará una alarma. Las siguientes son alarmas típicas:

1. Pérdida de realimentación.
2. Válvula abierta antes de recibir permiso para hacerlo.
3. Pérdida de señal de corriente del servo.
4. Presión P₂ (96FG) cero durante el funcionamiento.
5. Válvula que no obedece el comando.

Las servoválvulas disponen de una polarización de desfase del cero mecánico que provoca que las válvulas de control de gas o la válvula de velocidad se desplacen a la posición de carrera cero (condición a prueba de fallos) si se pierden las señales de la bobina de la servoválvula o la corriente. Durante un estado de disparo o no-funcionamiento, se coloca una polaridad de tensión positiva en las bobinas servo manteniéndolas en la posición para válvula cerrada.

H. Calibración de transductores de presión de combustible gaseoso, 96FG-2A, 2B, 2C

El transductor de presión de gas combustible, 96FG, es un transductor de presión con una salida de tensión de CD directamente proporcional a la entrada de presión en psig. Incorpora circuitos de estado sólido y un amplificador en la carcasa del transductor.

A través de la salida del transductor se conecta un diodo. Esto evita cualquier posibilidad de una señal falsa que lleve al amplificador del transductor fuera de su rango operativo normal.

El transductor está ajustado y calibrado en fábrica, sin embargo, la calibración debe comprobarse in situ y realizarse cualquier ajuste que sea necesario para cumplir los requisitos de salida de tensión-salida en función de la entrada de presión, según lo estipulado en las Especificaciones de Control.

J. Filtro de gas

1. Filtro tipo Y

En las líneas de suministro de gas se incluye un filtro para eliminar cualquier partícula extraña del combustible gaseoso antes de que pase al conjunto de válvula de velocidad / relación. Existe una conexión de purga en la parte inferior del cuerpo del filtro, la cual debe utilizarse periódicamente para limpiar la pantalla del filtro. Es necesario dejar en el filtro un contenedor para filtro de inicio de alto poder filtrante hasta que permanezca limpio durante 48 horas de operación continua. En ese momento, debe retirarse y colocarse una malla más duradera para lograr un funcionamiento continuo.

2. Filtro dúplex

El filtro dúplex está diseñado como una única unidad con dos mallas. Una de ellas está aislada y se retira individualmente para la limpieza mientras se filtra el combustible a través del otro. No existe purga. Es necesario dejar en el filtro una malla de arranque de alto poder filtrante hasta que permanezca limpia durante 48 horas de operación continua. En ese momento, debe retirarse y colocarse una malla más duradera para funcionamiento continuo.

3. Filtro cónico

Se instalan in situ filtros cónicos a contracorriente cada uno de los distribuidores de gas combustible entre las dos bridas de contacto. Los filtros se orientan con la punta en la dirección opuesta al caudal del combustible y se utilizan para evitar que partículas extrañas penetren en el sistema de combustible. Después de las primeras diez horas de funcionamiento de la unidad, se desmontan los filtros y las empaquetaduras. Debe volver a instalarse una nueva empaquetadura antes de volver a poner en marcha la unidad.

K. Interruptor de baja presión, 63FG

Este interruptor de presión se instala en la tubería de gas después de la válvula de cierre/relación de velocidad y el conjunto de válvula de control y se inicia una alarma en el panel anunciador siempre que la presión del gas cae por debajo de un valor especificado. En unidades de combustible dual, este interruptor o un segundo interruptor de presión 63FG ajustado por debajo del punto de alarma se utilizará para iniciar una transferencia a combustible líquido.

L Manómetros

En la tubería de suministro de gas combustible se instalan tres manómetros con válvulas manuales. El manómetro instalado a contracorriente mide la presión del gas que penetra en la válvula de cierre/relación de velocidad, el manómetro intermedio mide la presión P_2 delante de la válvula de control de gas y el manómetro instalado aguas abajo mide la presión a medida que el gas sale de la válvula de control de gas.

M. Válvula solenoide de ventilación de combustible gaseoso 20VG

La válvula solenoide ventila el volumen entre la válvula de cierre/relación de velocidad y las válvulas de control de gas cuando se deenergiza el solenoide. El solenoide se energiza y la válvula de ventilación se cierra cuando el circuito de protección de control principal se energiza y la turbina se encuentra por encima de la velocidad de balance lento de enfriamiento. Se cerrará y permanecerá cerrada durante el funcionamiento del combustible gaseoso.

La ventilación se abre cuando la turbina se cierra debido a que las válvulas de cierre/relación de velocidad y de control del gas disponen de tapones metálicos y asientos metálicos y por ello, no son estancas. La ventilación asegura que durante el periodo de cierre, la presión del gas combustible no se acumulará entre las válvulas de cierre/relación de velocidad y de control de gas, y que no se producirán fugas de gas más allá de la válvula de control de gas cerrada que pudieran acumularse en la cámara de combustión a presión o escape.

Si fallara la válvula de ventilación durante el funcionamiento normal, la SRV continuará manteniendo la presión constante, P_2 . Esto se logra abriéndola más, compensando las pérdidas de caudal a través de la válvula de ventilación.

N. Encaminamiento de las tuberías de ventilación por el cliente / instalador

Las Fuentes FG3 y FG2 son fuentes potenciales de gas natural clase 1, Div 1. El instalador canalizará estas tuberías separadas entre sí y de todas las ventilaciones, a una zona naturalmente ventilada en el exterior de todo edificio o recinto cerrado, y en un área libre de fuentes de ignición. La extensión de la zona de peligro creada por la FG3 es de un radio esférico Clase 1, Div 1, Grupo D de 1,50 m (5 pies) y el área entre 1,5 m y 3 m (10 pies) se considera radio esférico Grupo D Clase 1, Div 2. La extensión mínima de la zona de peligro creada por FG2 es un cilindro Grupo D Clase 1, Div 1 que se extiende 1,5 m a contracorriente y 3 m aguas arriba de la finalización de FG2 con un radio de 3 m. Además una zona de peligro del grupo D, Clase 1, Div 2 se extiende 1,5 m a contracorriente y 3 m en todas las demás direcciones alrededor de la zona de peligro Grupo D, Clase 1, Div 1 de la FG2. La extensión real de la zona de peligro creada por la ventilación de FG2 dependerá del volumen de gas liberado cuando se activa la válvula de purgado del filtro manual, y de la presión, temperatura y densidad del gas presente en FG1 en el momento en que se acciona la válvula de purgado / ventilación del filtro.

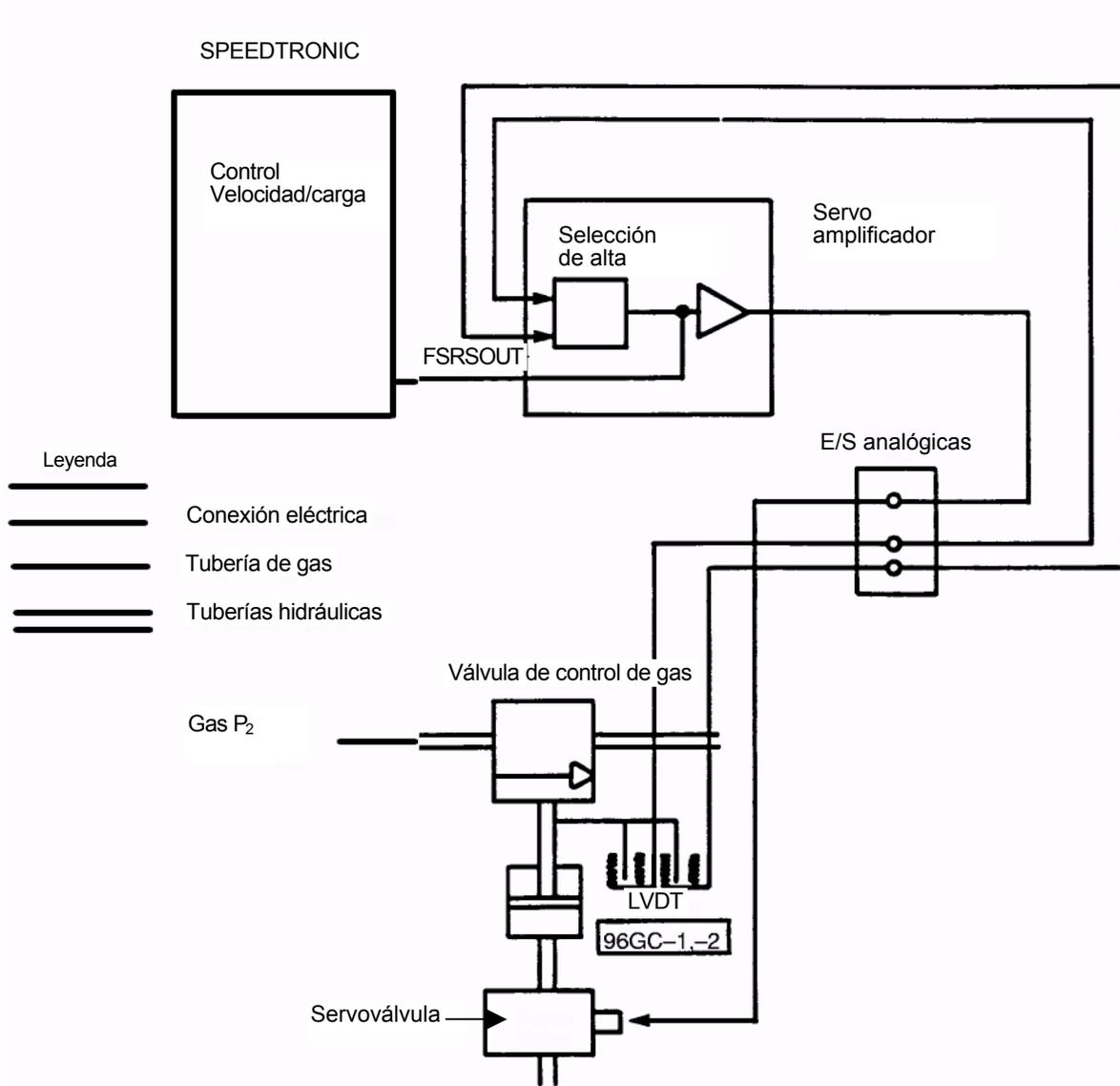


Figura 1 Esquema del control de la válvula de control de gas.



Figura 2 Calibración del lazo de posición de la válvula de control de gas.

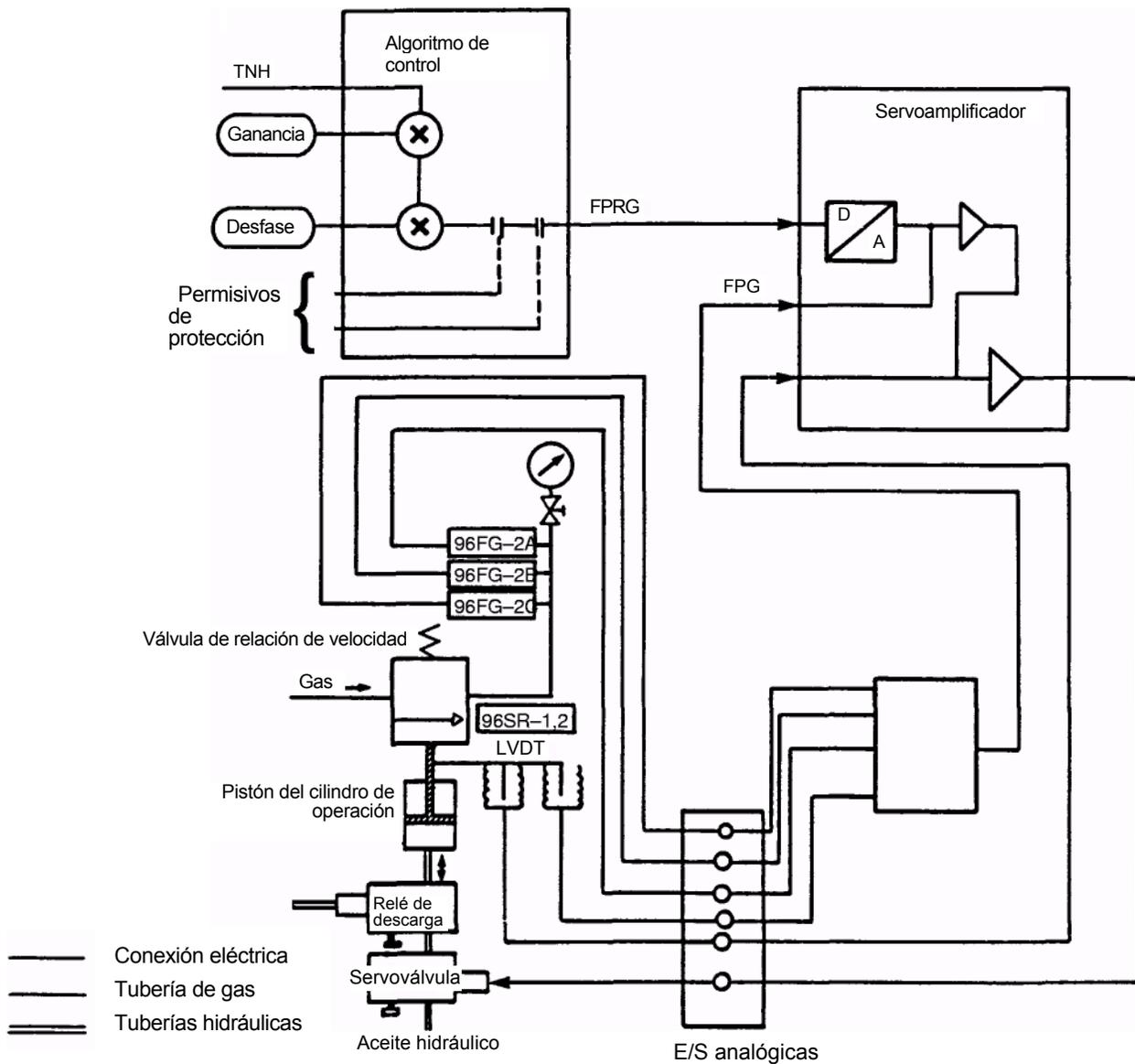


Figura 3 Esquema de control de válvula de relación de velocidad / cierre

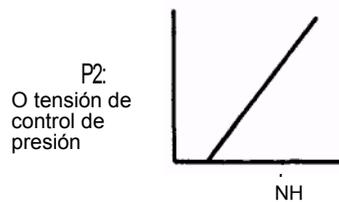


Figura 4 Calibración de presión de la válvula de relación de velocidad



GE Power Systems

*General Electric Company
One River Road, Schenectady, NY 12345
518 • 385 • 2211 TX: 145354*



GEK106844S
Marzo 1998
Reemplaza a DLN2600

GE Power Systems

Turbina de gas

Operación del Sistema 2.6 de bajas emisiones de NO_x seco

Estas instrucciones no pretenden cubrir todos los detalles o variaciones del equipo ni asistir en cada posible contingencia que pudiera presentarse referente a la instalación, operación o mantenimiento. En el caso de desear información adicional o de que surgiesen problemas particulares que no estén suficientemente cubiertos por los procedimientos del proveedor, el asunto deberá ser referido a GE Company.

©1998 GENERAL ELECTRIC COMPANY

I. GENERALIDADES

El sistema 2.6 de control de bajas emisiones de NO_x seco (DLN-2.6) regula la distribución de combustible entregado a un dispositivo de combustión total de premezcla de boquillas múltiples. La distribución del flujo de combustible a cada conjunto de boquilla de combustible de la cámara de combustión está calculada para mantener la carga de la unidad y la división del combustible para óptimas emisiones de la turbina.

II. SISTEMA DE ALIMENTACIÓN DE COMBUSTIBLE GASEOSO

El sistema de combustión DLN 2.6 consiste en seis boquillas de combustible por lata de combustión, cada una operando como un combustor completamente premezclado, cinco ubicadas radialmente, una ubicada en el centro. La boquilla central, identificada como PM1, (PreMezcla 1), otras dos boquillas exteriores ubicadas en forma adyacente a los tubos de fuego cruzado, identificadas como PM2, (PreMezcla 2), y las tres boquillas exteriores restantes, identificadas como PM3, (PreMezcla 3). Otro conducto de combustible, ubicado en el flujo de aire contracorriente de las boquillas de premezcla, en forma de circunferencia alrededor de la lata de combustión, está identificado como las clavijas cuaternarias de combustible. (Ver la figura 1)

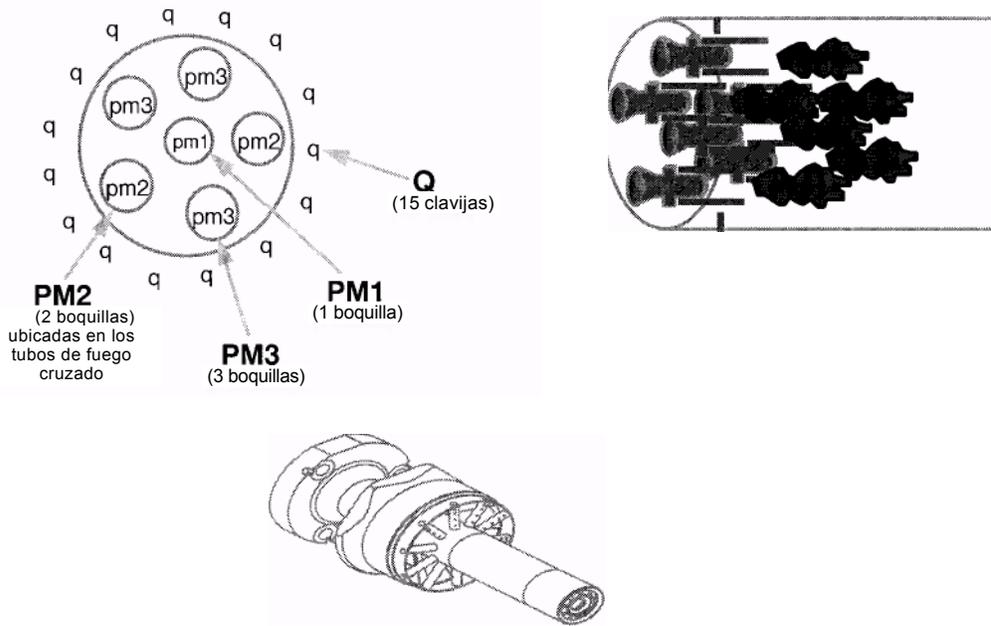
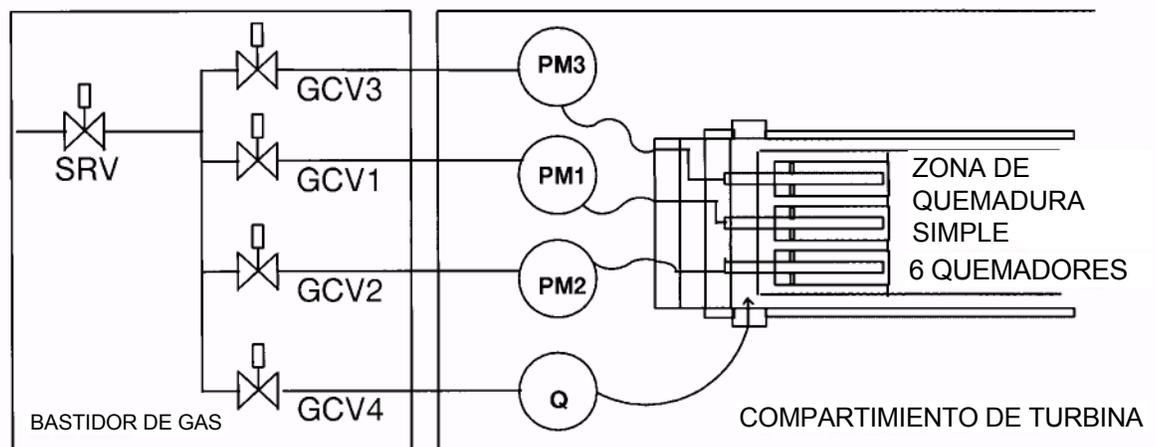


Figura 1. DLN 2.6 Dispositivo de Boquilla de combustible

El flujo de combustible hacia las 6 boquillas de combustible y clavijas cuaternarias está controlado mediante 4 válvulas de control independientes, cada una de las cuales controla la división del flujo y la carga de la unidad. El sistema de combustible gaseoso está compuesto por la válvula de cierre/ratio de combustible gaseoso, la válvula uno de control de gas (PM1), válvula dos de control de gas (PM2), válvula tres de control de gas (PM3), y válvula cuatro de control de gas (Q). (Ver figura 2.)

La válvula de cierre/ratio (SRV) está diseñada para mantener una presión predeterminada, (P2), a la entrada de las válvulas de control de gas. Las válvulas de control de gas uno a cuatro, (GCV 1-4), regulan el flujo deseado de combustible gaseoso entregado a la turbina en respuesta a la señal de comando FSR, (con referencia al recorrido del combustible), desde el panel SPEEDTRONIC. El sistema de control DLN 2.6 está diseñado para un ratio FSR dentro de una Referencia de Control de Flujo. Esta filosofía de control de flujo está desarrollada en una rutina en cascada, programando una referencia de flujo porcentual para una válvula en particular, y manejando el porcentaje restante a la referencia de la siguiente válvula parentéticamente corriente abajo en el software de control.

La válvula de cierre/ratio y las válvulas de control de gas son monitoreadas con respecto a su capacidad para rastrear el punto de ajuste de comando. Si el punto de ajuste del comando de la válvula difiere de la posición real de la válvula en una cantidad prescrita por un período de tiempo prefijado, se activará una alarma para alertar al operador. Si la condición persiste por un período de tiempo extendido, se disparará la turbina y otra alarma anunciará dicho disparo.



SRV VALVULA VELOCIDAD/RATIO
 GCV1 CONTROL DE GAS PM1
 GCV2 CONTROL DE GAS PM2
 GCV3 CONTROL DE GAS PM3
 GCV4 CONTROL DE GAS Cuaternaria

PM3 - 3 BOQ. PRE-MEZCLA SOLAMENTE
 PM2 - 2 BOQ. PRE-MEZCLA SOLAMENTE
 PM1 - 1 BOQ. PRE-MEZCLA SOLAMENTE
 Q - DISTRIBUIDOR CUATERNARIO, CARCASA,
 PRE-MEZCLA SOLAMENTE

FIGURA 2. Sistema de Combustible Gaseoso

III. OPERACIÓN DEL COMBUSTIBLE GASEOSO

La operación del sistema de combustible DLN 2.6 es totalmente automático, secuenciando el sistema de combustión a través de un número de etapas previo a alcanzar la carga completa. La Figura 3 representa la secuencia típica de operación, desde el encendido hasta la etapa de flujo de combustible de carga completa asociada con la operación del DLN-2.6, y una secuencia típica de las etapas de parada de las etapas de combustible desde carga completa a extinción de la unidad a velocidad parcial. Como se ilustra, el parámetro primario de control para la carga de combustible es la temperatura de combustión calculada de referencia (TTRF1), la cual será discutida más adelante en este documento. Otros parámetros disponibles para el operador que influyen la operación del DLN 2.6 son la selección del control de temperatura del IGV en "encendido" o "apagado", y la selección del calor de sangrado de entrada en "encendido" o "apagado". Para alcanzar una temperatura máxima de escape así como también un rango expandido de carga para una óptima emisión, el control de temperatura del IGV debería estar seleccionado en "encendido", y el calor de sangrado de entrada debería estar seleccionado en "encendido". La operación del control de temperatura y del calor de sangrado de entrada serán discutidas más adelante en este documento.

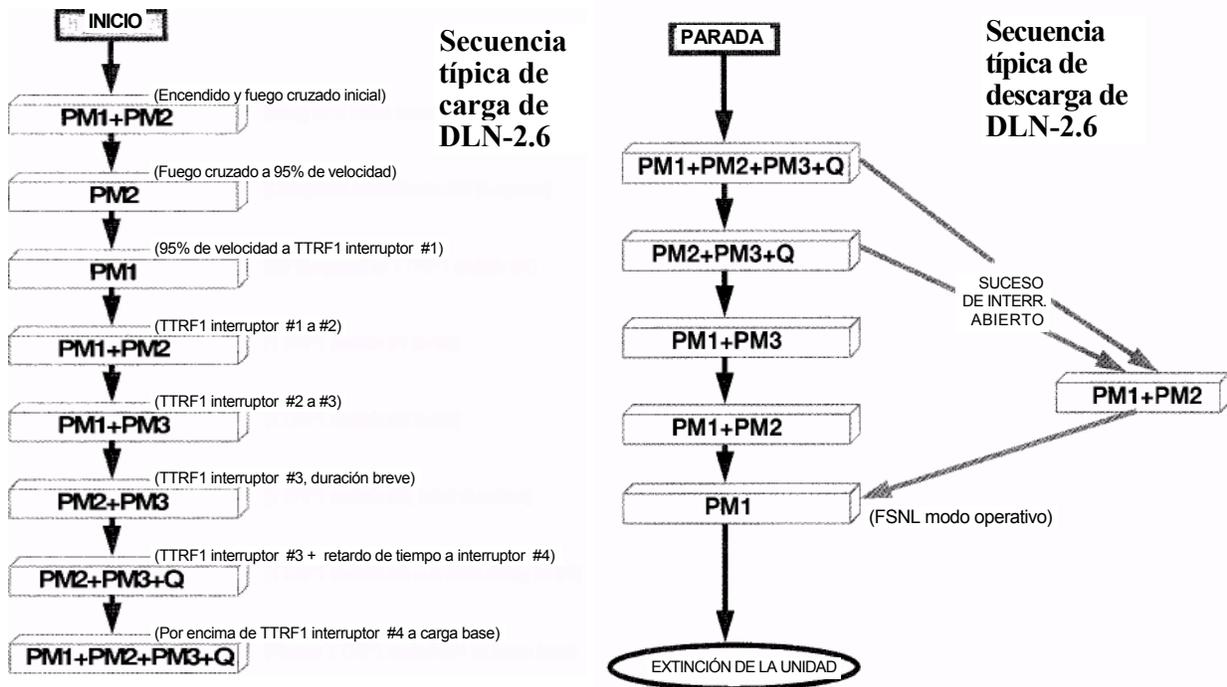


FIGURA 3. DLN2.6

El modo operativo de DLN 2.6 se muestra en la pantalla principal como así también en la pantalla de DLN. El modo operativo se define como la suma de las boquillas siendo provistas de combustible; así, si PM1 y PM3 son provistas, la unidad está en Modo 4; de igual modo, si PM2 y PM3 son provistas, la unidad está en Modo 5. Cuando los conductos cuaternarios son provistos, se añade una Q al número de modo.

IV. DISPOSICIÓN DE LAS CÁMARAS

La máquina 7F emplea 14 combustores mientras que la 9F emplea 18 combustores similares pero ligeramente más grandes. Para cada máquina hay dos bujías y cuatro detectores de llama en cámaras seleccionadas con tubos de fuego cruzado que conectan a combustores adyacentes. Cada combustor consiste en un ensamble de 6 boquillas/cubiertas terminales, carcasa de combustión delanteras y traseras, ensamble de casquillo de flujo, ensamble de capuchón multi-boquilla, montaje de revestimiento y ensamble de pieza de transición. Una disposición de boquillas cuaternarias penetra la circunferencia de la lata de combustión, transportando combustible a las clavijas de inyección situadas radialmente alrededor de la carcasa. La Figura 4 representa la disposición de las cámaras.

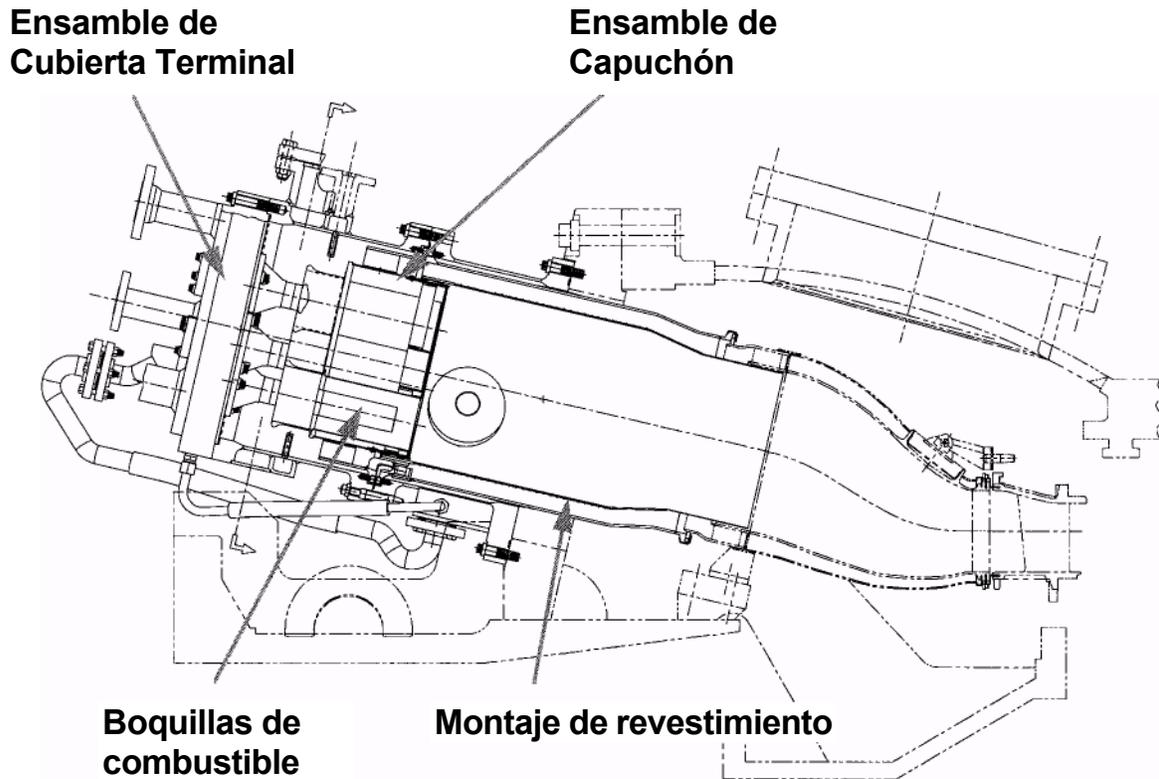


Figura 4. Combustor 7FA DLN-2

V. TEMPERATURA DE COMBUSTIÓN DE REFERENCIA

La señal de temperatura de combustión de referencia, (TTRF1), es generada por un cálculo en el software de control de DLN-2.6. Esta temperatura calculada representa una referencia para la secuencia de modos del combustor y la programación de división del combustible, pero no para el control de carga de la unidad. Debería notarse que TTRF1 no es una indicación verdadera de la temperatura real de encendido de la máquina, solamente una referencia para la secuencia de transición de modos. Se requiere una cuidadosa verificación de la temperatura de combustión de referencia durante la puesta en marcha inicial.

VI. DLN-2.6 OPERACIÓN DEL ÁLABE GUÍA DE ENTRADA

El rendimiento del combustor DLN-2.6 en cuanto a emisiones es sensible a cambios en la relación de combustible a aire. El combustor fue diseñado de acuerdo con el esquema de regulación del flujo de aire utilizado con el control de temperatura del álabe guía de entrada, (IGV). La operación óptima del combustor depende crucialmente de la operación apropiada a lo largo del esquema de control de temperatura predeterminado. La programación del control de combustible dependerá del estado del control de temperatura del IGV. El control de temperatura del IGV encendido también puede denominarse operación de ciclo combinado, mientras el control de temperatura del IGV apagado puede denominarse operación de ciclo simple.

VII. DLN-2.6 CALOR DE SANGRADO DE ENTRADA

La operación de la turbina de gas con ajustes mínimos reducidos del IGV puede utilizarse para extender la región operativa de Premezcla un 20-30% de la carga base. Al reducir el ángulo mínimo del IGV se permite que el combustor opere a una temperatura de encendido lo suficientemente alta para obtener emisiones óptimas.

El calentamiento de sangrado de entrada (IBH), mediante el uso de flujo de aire de la descarga recirculada del compresor, es necesario cuando se opera con ángulos del IGV reducidos. El calentamiento de entrada impide que el compresor se atasque al liberar la presión de descarga y aumentar la temperatura de la corriente del aire de entrada. Otros beneficios incluyen la protección anticongelante debido al aumento de la caída de presión a través de los IGV.

El sistema de calentamiento de sangrado de entrada regula el flujo de sangrado de descarga del compresor a través de una válvula de control y dentro de un distribuidor ubicado en la corriente de aire de entrada del compresor. La válvula de control varía el flujo de aire de calentamiento de entrada en función del ángulo del IGV. Con ángulos mínimos del IGV el flujo de sangrado de entrada es controlado hasta un máximo del 5,0% del flujo total de descarga del compresor. Cuando los IGV se abren a cargas más altas, el flujo de sangrado de entrada disminuirá proporcionalmente hasta detenerse.

La válvula de control IBH es monitoreada con respecto a su capacidad para rastrear el punto de ajuste de comando. Si el punto de ajuste del comando de la válvula difiere de la posición real de la válvula en una cantidad prescrita por un cierto período de tiempo, se activará una alarma para alertar al operador. Si la condición persiste por un período de tiempo adicional, se disparará el sistema de calor de sangrado de entrada y la referencia mínima del IGV se elevará al valor por omisión.

El sistema IBH monitorea el aumento de temperatura en el flujo de aire de entrada del compresor. Este aumento de temperatura sirve como indicador del flujo de sangrado. El fallo en detectar un aumento suficiente de temperatura en un período de tiempo fijado causará que el sistema de calor de sangrado de entrada se dispare y que se active una alarma.

VIII. DETECCIÓN DE LLAMA

Una detección confiable de la ubicación de la llama en el sistema DLN-2.6 es crítica para el control del proceso de combustión y la protección de los componentes de la turbina de gas. Se montan cuatro detectores de llama en cámaras de combustión separadas alrededor de la turbina de gas para detectar la llama en todos los modos de operación. Las señales desde esos detectores de llama son procesadas en lógica de control y utilizadas para varias funciones de control y protección.

IX. SISTEMA DE IGNICIÓN

Para encender el flujo de combustible se utilizan dos bujías ubicadas en diferentes cámaras de combustión. Estas bujías son energizadas para encender el combustible solamente durante la puesta en marcha, a velocidad de encendido. La llama se propaga a aquellas cámaras de combustión sin bujías a través de tubos de fuego cruzado que conectan las cámaras de combustión adyacentes alrededor de la turbina de gas.

X. OPERACIÓN DE CONTINGENCIA

A. Disparo de la Unidad

En el caso de que una unidad se dispare, el sistema de combustible gaseoso se apagará desactivando las válvulas de descarga en la SRV y las GCV. Esto le permitirá que fluido hidráulico que activa la válvula a la posición abierta sea conducido al drenaje, mientras se transfiere fluido desde el suministro hidráulico para cerrar la válvula, con asistencia de la fuerza de resortes.

B. Arranque falso

Durante un arranque falso, donde la llama no se establece en las cuatro cámaras de combustión luego de 10 segundos, la válvula de cierre/ratio, (SRV) y las válvulas de control de gas (GCV) son cerradas y la unidad pasa por un segundo ciclo de purga. Al finalizar este ciclo de purga, el combustible es admitido y se intenta nuevamente el encendido. Si el segundo intento no es exitoso en mantener la llama, la unidad se dispara y la SRV y las GCV se cierran.

XI. DLN-2.6 MENSAJES EN PANTALLA

Los siguientes mensajes aparecerán en el CRT del panel de control SPEEDTRONIC para informar al operador del modo de operación de combustión actual:

Modo 1 (o M1)

Modo 2 (o M2)

Modo 3 (o M3)

Modo 4 (o M4)

Modo 5 (o M5)

Modo 5Q (o M5Q)

Modo 6Q (o M6Q)

XII. DLN-2.6 CUADRO DE IDENTIFICACIÓN Y RESOLUCIÓN DE PROBLEMAS DEL ANUNCIADOR DEL SISTEMA

La siguiente es una lista de alarmas adicionales y acciones correctivas para una turbina de gas suministrada con el DLN-2.6 y sistemas relacionados. La intención es que esta lista sea un complemento del cuadro del anunciador contenido en los procedimientos operativos estándar de la turbina de gas.

XIII. DLN-2.6 ALARMAS

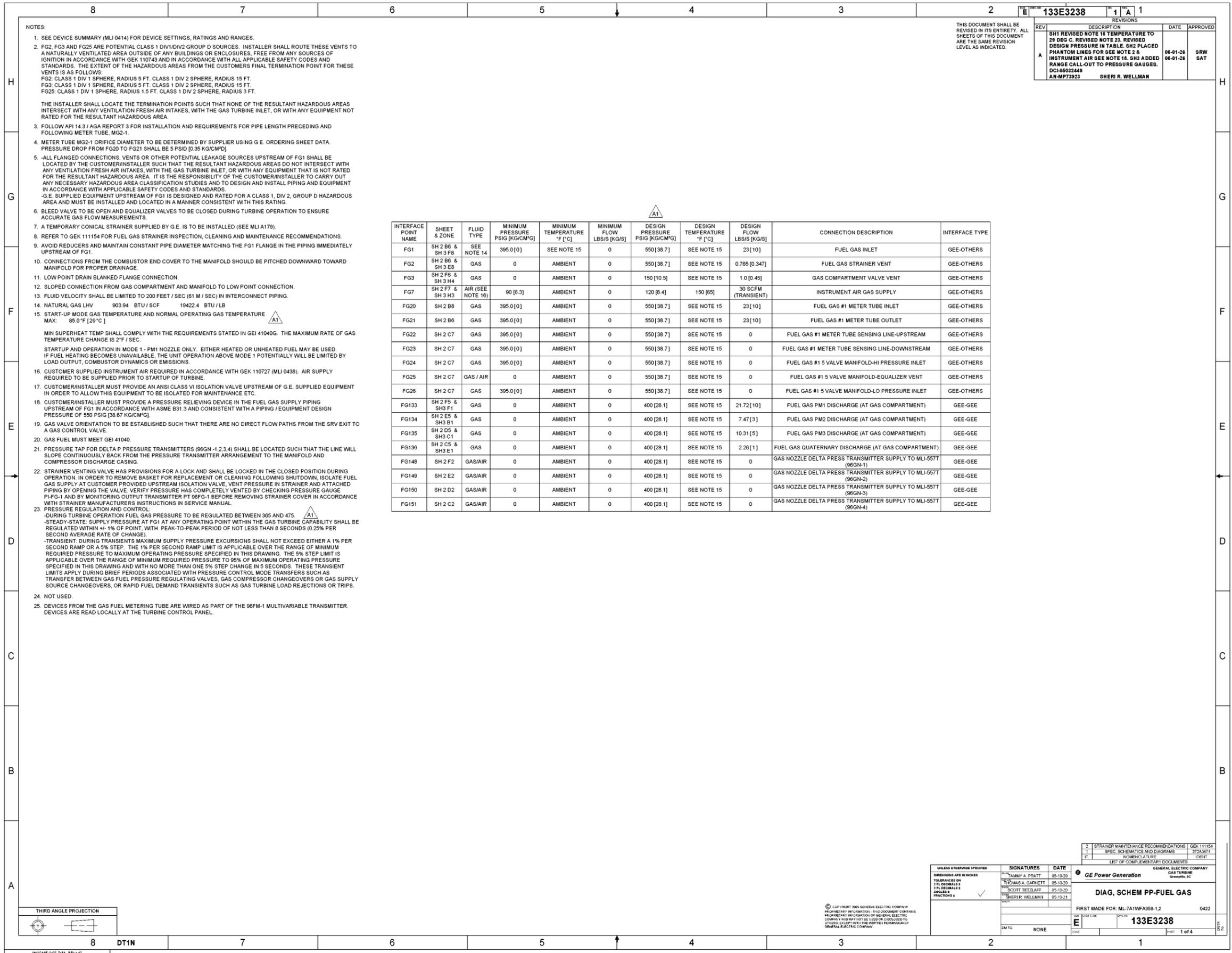
<u>Mensaje de Alarma</u>	<u>Causa</u>	<u>Acción</u>
DISPARO POR PROBLEMA DEL SISTEMA NOX-2 DE BAJAS EMISIONES (L4DLNT_ALM)	FALLA EN EL SISTEMA DLN, DISPARO REQUERIDO.	REVISAR LOS DISPAROS DEL SISTEMA DLN Y TODAS LAS OTRAS ALARMAS ANUNCIADAS
FALLA EN EL SISTEMA NOX-2 DE BAJAS EMISIONES – PARADA ACTIVADA (L94DLN_ALM)	FALLA EN EL SISTEMA DLN, PELIGROSO OPERAR AL PUNTO DE CARGA ACTUAL	REVISAR LAS PARADAS DEL SISTEMA DLN Y TODAS LAS OTRAS ALARMAS ANUNCIADAS
PROBLEMA DE PRESIÓN ENTRE VÁLVULAS DE COMBUSTIBLE GASEOSO	PRESIÓN ENTRE VÁLVULAS FUERA DE LÍMITES	EXAMINAR TRANSDUCTORES DE PRESIÓN P2
ALARMA DE BAJA PRESIÓN DE SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE GASEOSO (L63FGL_ALM)	PRESIÓN DE SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE POR DEBAJO DEL MÍNIMO REQUERIDO	REVISAR PRESIÓN DE SUMINISTRO DE GAS, FILTRO/SEPARADOR OBSTRUÍDO
NO SE DETECTA FLUJO DE AIRE DE CALENTAMIENTO DE ENTRADA	FALTA DE AUMENTO DE TEMPERATURA EN LA BOCA ACAMPANADA DE ENTRADA CON CALOR DE SANGRADO HABILITADO	VERIFICAR QUE LA VÁLVULA DE AISLACIÓN MANUAL ESTÉ ABIERTA, VERIFICAR OPERACIÓN DE LA VÁLVULA DE CONTROL REVISAR TERMOCUPLAS DE ENTRADA
VÁLVULA DE DRENAJE DE CALOR DE SANGRADO NO CIERRA	VÁLVULA DE DRENAJE IBH PEGADA O RETROALIMENTACIÓN DE POSICIÓN DEFECTUOSA	INSPECCIONAR VÁLVULA, VERIFICAR POSICIÓN, VERIFICAR RETROALIMENTACIÓN DE POSICIÓN
PROBLEMA DE POSICIÓN DE LA VÁLVULA DE CALOR DE SANGRADO	VÁLVULA DE CONTROL IBH PEGADA O RETROALIMENTACIÓN DE POSICIÓN DEFECTUOSA	INSPECCIONAR VÁLVULA, VERIFICAR POSICIÓN, VERIFICAR RETROALIMENTACIÓN DE POSICIÓN
SISTEMA DE CALOR DE SANGRADO NO OPERACIONAL – DISPARO	VÁLVULA DE CONTROL PEGADA EN POSICIÓN CERRADA O LECTURAS DE TERMOCUPLAS DE ENTRADA DEFECTUOSAS, VÁLVULA DE AISLACIÓN MANUAL /CIERRE PODRÍA ESTAR CERRADA	OBSERVAR EL RECORRIDO DE CONTROL Y REVISAR LAS TERMOCUPLAS DE ENTRADA. REVISAR LA VÁLVULA DE AISLACIÓN MANUAL
GCV1 NO SIGUE LA ALARMA DE REFERENCIA	PUNTO DE AJUSTE DE COMANDO DE GCV1 DIFERENTE DE LA POSICIÓN REAL	EXAMINAR GCV1 POR OPERACIÓN PEGAJOSA, ATASCAMIENTO Y PROBLEMA DE LVDT
GCV1 NO SIGUE EL DISPARO DE REFERENCIA	PUNTO DE AJUSTE DE COMANDO DE GCV1 DIFERENTE DE LA POSICIÓN REAL POR UN PERÍODO EXTENDIDO	EXAMINAR GCV1 POR OPERACIÓN PEGAJOSA, ATASCAMIENTO Y PROBLEMA DE LVDT
PROBLEMA DE POSICIÓN DE GCV1	PROBLEMA DE SERVO GCV1, CORRIENTE DE SERVO EXCESIVA, LVDT INESTABLE, DESPLAZ. DE LA VÁLVULA	EXAMINAR SERVOVÁLVULA GCV1 Y LVDT PARA OPERACIÓN APROPIADA

Mensaje de Alarma	Causa	Acción
GCV2 NO SIGUE LA ALARMA DE REFERENCIA	PUNTO DE AJUSTE DE COMANDO DE GCV2 DIFERENTE DE LA POSICIÓN REAL	EXAMINAR GCV2 POR OPERACIÓN PEGAJOSA, ATASCAMIENTO Y PROBLEMA DE LVDT
GCV2 NO SIGUE EL DISPARO DE REFERENCIA	PUNTO DE AJUSTE DE COMANDO DE GCV2 DIFERENTE DE LA POSICIÓN REAL POR UN PERÍODO EXT.	EXAMINAR GCV2 POR OPERACIÓN PEGAJOSA, ATASCAMIENTO Y PROBLEMA DE LVDT
PROBLEMA DE POSICIÓN DE GCV2	PROBLEMA DE SERVO GCV2, CORRIENTE DE SERVO EXCESIVA, LVDT INESTABLE, DESPL. VÁLV.	EXAMINAR SERVOVÁLVULA GCV2 Y LVDT PARA OPERACIÓN APROPIADA
GCV3 NO SIGUE LA ALARMA DE REFERENCIA	PUNTO DE AJUSTE DE COMANDO DE GCV3 DIFERENTE DE LA POSICIÓN REAL	EXAMINAR GCV3 POR OPERACIÓN PEGAJOSA, ATASCAMIENTO Y PROBLEMA DE LVDT
GCV3NO SIGUE EL DISPARO DE REFERENCIA	PUNTO DE AJUSTE DE COMANDO DE GCV3 DIFERENTE DE LA POSICIÓN REAL POR UN PERÍODO EXT.	EXAMINAR GCV3 POR OPERACIÓN PEGAJOSA, ATASCAMIENTO Y PROBLEMA DE LVDT
PROBLEMA DE POSICIÓN DE GCV3	PROBLEMA DE SERVO GCV3, CORRIENTE DE SERVO EXCESIVA, LVDT INESTABLE, DESPL. VÁLV.	EXAMINAR SERVOVÁLVULA GCV3 Y LVDT PARA OPERACIÓN APROPIADA
GCV4 NO SIGUE LA ALARMA DE REFERENCIA	PUNTO DE AJUSTE DE COMANDO DE GCV4 DIF. DE LA POSICIÓN REAL	EXAMINAR GCV4 POR OPER. PEGAJOSA, ATASCAMIENTO Y PROBLEMA DE LVDT
GCV4 NO SIGUE EL DISPARO DE REFERENCIA	PUNTO DE AJUSTE DE COMANDO DE GCV4 DIFERENTE DE LA POSICIÓN REAL POR UN PERÍODO EXT.	EXAMINAR GCV4 POR OPERACIÓN PEGAJOSA, ATASCAMIENTO Y PROBLEMA DE LVDT
PROBLEMA DE POSICIÓN DE GCV4	PROBLEMA DE SERVO GCV4, CORRIENTE DE SERVO EXCESIVA, LVDT INESTABLE, DESPL. VÁLV.	EXAMINAR SERVOVÁLVULA GCV4 Y LVDT PARA OPERACIÓN APROPIADA
LECTURA DE PRESIÓN AMBIENTE AL LÍMITE MÁXIMO (L3CPRAH)	PRESIÓN AMBIENTE ANORMALMENTE ALTA	VERIFICAR PRESIÓN AMBIENTE, VERIFICAR CALIBRACIÓN DEL TRANSDUCTOR DE PRESIÓN AMBIENTE
LECTURA DE PRESIÓN AMBIENTE AL LÍMITE MÍNIMO (L3CPRAL)	PRESIÓN AMBIENTE ANORMALMENTE BAJA	VERIFICAR PRESIÓN AMBIENTE, VERIFICAR CALIBRACIÓN DEL TRANSDUCTOR DE PRESIÓN AMBIENTE
LECTURA DE PRESIÓN DIFERENCIAL DE ENTRADA AL LÍMITE MÁXIMO (L3CPRIH)	PRESIÓN DIFERENCIAL EN LA BOCA ACAMPANADA DE ENTRADA ANORMALMENTE ALTA	VERIFICAR PRESIÓN DIF. EN LA BOCA ACAMPANADA DE ENTRADA, VERIFICAR CALIBR. DEL TRANSDUCTOR
LECTURA DE PRESIÓN DIFERENCIAL DE ENTRADA AL LÍMITE MÍNIMO (L3CPRIL)	PRESIÓN DIFERENCIAL EN LA BOCA ACAMPANADA DE ENTRADA ANORMALMENTE BAJA	VERIFICAR PRESIÓN DIFERENCIAL, VERIFICAR CALIBRACIÓN DEL TRANSDUCTOR



GE Power Systems

General Electric Company
One River Road, Schenectady, NY 12345
518 • 385 • 2211 TX: 145354

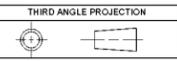


NOTES:

- SEE DEVICE SUMMARY (MI 0414) FOR DEVICE SETTINGS, RATINGS AND RANGES.
- FG2, FG3 AND FG25 ARE POTENTIAL CLASS 1 DIV1/DIV2 GROUP D SOURCES. INSTALLER SHALL ROUTE THESE VENTS TO A NATURALLY VENTILATED AREA OUTSIDE OF ANY BUILDINGS OR ENCLOSURES. FREE FROM ANY SOURCES OF IGNITION IN ACCORDANCE WITH GEK 110743 AND IN ACCORDANCE WITH ALL APPLICABLE SAFETY CODES AND STANDARDS. THE EXTENT OF THE HAZARDOUS AREAS FROM THE CUSTOMER'S FINAL TERMINATION POINT FOR THESE VENTS IS AS FOLLOWS:
 FG2: CLASS 1 DIV 1 SPHERE, RADIUS 5 FT. CLASS 1 DIV 2 SPHERE, RADIUS 15 FT.
 FG3: CLASS 1 DIV 1 SPHERE, RADIUS 5 FT. CLASS 1 DIV 2 SPHERE, RADIUS 15 FT.
 FG25: CLASS 1 DIV 1 SPHERE, RADIUS 1.5 FT. CLASS 1 DIV 2 SPHERE, RADIUS 3 FT.
 THE INSTALLER SHALL LOCATE THE TERMINATION POINTS SUCH THAT NONE OF THE RESULTANT HAZARDOUS AREAS INTERSECT WITH ANY VENTILATION FRESH AIR INTAKES, WITH THE GAS TURBINE INLET, OR WITH ANY EQUIPMENT NOT RATED FOR THE RESULTANT HAZARDOUS AREA.
- FOLLOW API 14.3 / AGA REPORT 3 FOR INSTALLATION AND REQUIREMENTS FOR PIPE LENGTH PRECEDING AND FOLLOWING METER TUBE, MG2-1.
- METER TUBE MG2-1 ORIFICE DIAMETER TO BE DETERMINED BY SUPPLIER USING G.E. ORDERING SHEET DATA. PRESSURE DROP FROM FG20 TO FG21 SHALL BE 5 PSID [0.35 KG/CM²].
- ALL FLANGED CONNECTIONS, VENTS OR OTHER POTENTIAL LEAKAGE SOURCES UPSTREAM OF FG1 SHALL BE LOCATED BY THE CUSTOMER/INSTALLER SUCH THAT THE RESULTANT HAZARDOUS AREAS DO NOT INTERSECT WITH ANY VENTILATION FRESH AIR INTAKES, WITH THE GAS TURBINE INLET, OR WITH ANY EQUIPMENT THAT IS NOT RATED FOR THE RESULTANT HAZARDOUS AREA. IT IS THE RESPONSIBILITY OF THE CUSTOMER/INSTALLER TO CARRY OUT ANY NECESSARY HAZARDOUS AREA CLASSIFICATION STUDIES AND TO DESIGN AND INSTALL PIPING AND EQUIPMENT IN ACCORDANCE WITH APPLICABLE SAFETY CODES AND STANDARDS.
 -G.E. SUPPLIED EQUIPMENT UPSTREAM OF FG1 IS DESIGNED AND RATED FOR A CLASS 1, DIV 2, GROUP D HAZARDOUS AREA AND MUST BE INSTALLED AND LOCATED IN A MANNER CONSISTENT WITH THIS RATING.
- BLEED VALVE TO BE OPEN AND EQUALIZER VALVES TO BE CLOSED DURING TURBINE OPERATION TO ENSURE ACCURATE GAS FLOW MEASUREMENTS.
- A TEMPORARY CONICAL STRAINER SUPPLIED BY G.E. IS TO BE INSTALLED (SEE MI A179).
- REFER TO GEK 111154 FOR FUEL GAS STRAINER INSPECTION, CLEANING AND MAINTENANCE RECOMMENDATIONS.
- AVOID REDUCERS AND MAINTAIN CONSTANT PIPE DIAMETER MATCHING THE FG1 FLANGE IN THE PIPING IMMEDIATELY UPSTREAM OF FG1.
- CONNECTIONS FROM THE COMBUSTOR END COVER TO THE MANIFOLD SHOULD BE PITCHED DOWNWARD TOWARD MANIFOLD FOR PROPER DRAINAGE.
- LOW POINT DRAIN BLANKED FLANGE CONNECTION.
- SLOPED CONNECTION FROM GAS COMPARTMENT AND MANIFOLD TO LOW POINT CONNECTION.
- FLUID VELOCITY SHALL BE LIMITED TO 200 FEET / SEC (61 M / SEC) IN INTERCONNECT PIPING.
- NATURAL GAS LHV 903.94 BTU / SCF 19422.4 BTU / LB
- START-UP MODE GAS TEMPERATURE AND NORMAL OPERATING GAS TEMPERATURE
 MAX: 85.0°F [29°C] A1
 MIN SUPERHEAT TEMP SHALL COMPLY WITH THE REQUIREMENTS STATED IN GEI 41040G. THE MAXIMUM RATE OF GAS TEMPERATURE CHANGE IS 21° / SEC.
 STARTUP AND OPERATION IN MODE 1 - PM NOZZLE ONLY. EITHER HEATED OR UNHEATED FUEL MAY BE USED. IF FUEL HEATING BECOMES UNAVAILABLE THE UNIT OPERATION ABOVE MODE 1 POTENTIALLY WILL BE LIMITED BY LOAD OUTPUT, COMBUSTOR DYNAMICS OR EMISSIONS.
- CUSTOMER SUPPLIED INSTRUMENT AIR REQUIRED IN ACCORDANCE WITH GEK 110727 (MI 0438). AIR SUPPLY REQUIRED TO BE SUPPLIED PRIOR TO STARTUP OF TURBINE.
- CUSTOMER/INSTALLER MUST PROVIDE AN ANSI CLASS VI ISOLATION VALVE UPSTREAM OF G.E. SUPPLIED EQUIPMENT IN ORDER TO ALLOW THIS EQUIPMENT TO BE ISOLATED FOR MAINTENANCE ETC.
- CUSTOMER/INSTALLER MUST PROVIDE A PRESSURE RELIEVING DEVICE IN THE FUEL GAS SUPPLY PIPING UPSTREAM OF FG1 IN ACCORDANCE WITH ASME B31.3 AND CONSISTENT WITH A PIPING / EQUIPMENT DESIGN PRESSURE OF 550 PSIG [38.67 KG/CM²G].
- GAS VALVE ORIENTATION TO BE ESTABLISHED SUCH THAT THERE ARE NO DIRECT FLOW PATHS FROM THE SRV EXIT TO A GAS CONTROL VALVE.
- GAS FUEL MUST MEET GEI 41040.
- PRESSURE TAP FOR DELTA P PRESSURE TRANSMITTERS (96GN -1.2.3.4) SHALL BE LOCATED SUCH THAT THE LINE WILL SLOPE CONTINUOUSLY BACK FROM THE PRESSURE TRANSMITTER ARRANGEMENT TO THE MANIFOLD AND COMPRESSOR DISCHARGE CASING.
- STRAINER VENTING VALVE HAS PROVISIONS FOR A LOCK AND SHALL BE LOCKED IN THE CLOSED POSITION DURING OPERATION. IN ORDER TO REMOVE BASKET FOR REPLACEMENT OR CLEANING FOLLOWING SHUTDOWN, ISOLATE FUEL GAS SUPPLY AT CUSTOMER PROVIDED UPSTREAM ISOLATION VALVE. VENT PRESSURE IN STRAINER AND ATTACHED PIPING BY OPENING THE VALVE. VERIFY PRESSURE HAS COMPLETELY VENTED BY CHECKING PRESSURE GAUGE PI-FG-1 AND BY MONITORING OUTPUT TRANSMITTER PT 96FG-1 BEFORE REMOVING STRAINER COVER IN ACCORDANCE WITH STRAINER MANUFACTURERS INSTRUCTIONS IN SERVICE MANUAL.
- PRESSURE REGULATION AND CONTROL A1
 -DURING TURBINE OPERATION FUEL GAS PRESSURE TO BE REGULATED BETWEEN 365 AND 475.
 -STEADY-STATE: SUPPLY PRESSURE AT FG1 AT ANY OPERATING POINT WITHIN THE GAS TURBINE CAPABILITY SHALL BE REGULATED WITHIN +/- 1% OF POINT, WITH PEAK-TO-PEAK PERIOD OF NOT LESS THAN 8 SECONDS (0.25% PER SECOND AVERAGE RATE OF CHANGE).
 -TRANSIENT: DURING TRANSIENTS MAXIMUM SUPPLY PRESSURE EXCURSIONS SHALL NOT EXCEED EITHER A 1% PER SECOND RAMP OR A 5% STEP. THE 1% PER SECOND RAMP LIMIT IS APPLICABLE OVER THE RANGE OF MINIMUM REQUIRED PRESSURE TO MAXIMUM OPERATING PRESSURE SPECIFIED IN THIS DRAWING. THE 5% STEP LIMIT IS APPLICABLE OVER THE RANGE OF MINIMUM REQUIRED PRESSURE TO 95% OF MAXIMUM OPERATING PRESSURE SPECIFIED IN THIS DRAWING AND WITH NO MORE THAN ONE 5% STEP CHANGE IN 5 SECONDS. THESE TRANSIENT LIMITS APPLY DURING BRIEF PERIODS ASSOCIATED WITH PRESSURE CONTROL MODE TRANSFERS SUCH AS TRANSFER BETWEEN GAS FUEL PRESSURE REGULATING VALVES, GAS COMPRESSOR CHANGEOVERS OR GAS SUPPLY SOURCE CHANGEOVERS, OR RAPID FUEL DEMAND TRANSIENTS SUCH AS GAS TURBINE LOAD REJECTIONS OR TRIPS.
- NOT USED.
- DEVICES FROM THE GAS FUEL METERING TUBE ARE WIRED AS PART OF THE 96FM-1 MULTIVARIABLE TRANSMITTER. DEVICES ARE READ LOCALLY AT THE TURBINE CONTROL PANEL.

INTERFACE POINT NAME	SHEET & ZONE	FLUID TYPE	MINIMUM PRESSURE PSIG [KG/CM ² G]	MINIMUM TEMPERATURE °F [°C]	MINIMUM FLOW LBS/S [KG/S]	DESIGN PRESSURE PSIG [KG/CM ² G]	DESIGN TEMPERATURE °F [°C]	DESIGN FLOW LBS/S [KG/S]	CONNECTION DESCRIPTION	INTERFACE TYPE
FG1	SH 2 B8 & SH 3 F8	GAS	395.0 [0]	SEE NOTE 15	0	550 [38.7]	SEE NOTE 15	23 [10]	FUEL GAS INLET	GEE-OTHERS
FG2	SH 2 B6 & SH 3 E8	GAS	0	AMBIENT	0	550 [38.7]	SEE NOTE 15	0.785 [0.347]	FUEL GAS STRAINER VENT	GEE-OTHERS
FG3	SH 2 F6 & SH 3 H4	GAS	0	AMBIENT	0	150 [10.5]	SEE NOTE 15	1.0 [0.45]	GAS COMPARTMENT VALVE VENT	GEE-OTHERS
FG7	SH 2 F7 & SH 3 H3	AIR (SEE NOTE 16)	90 [6.3]	AMBIENT	0	120 [8.4]	150 [95]	30 SCFM (TRANSIENT)	INSTRUMENT AIR GAS SUPPLY	GEE-OTHERS
FG20	SH 2 B8	GAS	395.0 [0]	AMBIENT	0	550 [38.7]	SEE NOTE 15	23 [10]	FUEL GAS #1 METER TUBE INLET	GEE-OTHERS
FG21	SH 2 B6	GAS	395.0 [0]	AMBIENT	0	550 [38.7]	SEE NOTE 15	23 [10]	FUEL GAS #1 METER TUBE OUTLET	GEE-OTHERS
FG22	SH 2 C7	GAS	395.0 [0]	AMBIENT	0	550 [38.7]	SEE NOTE 15	0	FUEL GAS #1 METER TUBE SENSING LINE-UPSTREAM	GEE-OTHERS
FG23	SH 2 C7	GAS	395.0 [0]	AMBIENT	0	550 [38.7]	SEE NOTE 15	0	FUEL GAS #1 METER TUBE SENSING LINE-DOWNSTREAM	GEE-OTHERS
FG24	SH 2 C7	GAS	395.0 [0]	AMBIENT	0	550 [38.7]	SEE NOTE 15	0	FUEL GAS #1 5 VALVE MANIFOLD-HI PRESSURE INLET	GEE-OTHERS
FG25	SH 2 C7	GAS / AIR	0	AMBIENT	0	550 [38.7]	SEE NOTE 15	0	FUEL GAS #1 5 VALVE MANIFOLD-EQUALIZER VENT	GEE-OTHERS
FG26	SH 2 C7	GAS	395.0 [0]	AMBIENT	0	550 [38.7]	SEE NOTE 15	0	FUEL GAS #1 5 VALVE MANIFOLD-LO PRESSURE INLET	GEE-OTHERS
FG133	SH 2 F5 & SH3 F1	GAS	0	AMBIENT	0	400 [28.1]	SEE NOTE 15	21.72 [10]	FUEL GAS PM1 DISCHARGE (AT GAS COMPARTMENT)	GEE-GEE
FG134	SH 2 E5 & SH3 B1	GAS	0	AMBIENT	0	400 [28.1]	SEE NOTE 15	7.47 [3]	FUEL GAS PM2 DISCHARGE (AT GAS COMPARTMENT)	GEE-GEE
FG135	SH 2 D5 & SH3 C1	GAS	0	AMBIENT	0	400 [28.1]	SEE NOTE 15	10.51 [5]	FUEL GAS PM3 DISCHARGE (AT GAS COMPARTMENT)	GEE-GEE
FG136	SH 2 C5 & SH3 E1	GAS	0	AMBIENT	0	400 [28.1]	SEE NOTE 15	2.28 [1]	FUEL GAS QUATERNARY DISCHARGE (AT GAS COMPARTMENT)	GEE-GEE
FG148	SH 2 F2	GAS/AIR	0	AMBIENT	0	400 [28.1]	SEE NOTE 15	0	GAS NOZZLE DELTA PRESS TRANSMITTER SUPPLY TO MU-557T (96GN-1)	GEE-GEE
FG149	SH 2 E2	GAS/AIR	0	AMBIENT	0	400 [28.1]	SEE NOTE 15	0	GAS NOZZLE DELTA PRESS TRANSMITTER SUPPLY TO MU-557T (96GN-2)	GEE-GEE
FG150	SH 2 D2	GAS/AIR	0	AMBIENT	0	400 [28.1]	SEE NOTE 15	0	GAS NOZZLE DELTA PRESS TRANSMITTER SUPPLY TO MU-557T (96GN-3)	GEE-GEE
FG151	SH 2 C2	GAS/AIR	0	AMBIENT	0	400 [28.1]	SEE NOTE 15	0	GAS NOZZLE DELTA PRESS TRANSMITTER SUPPLY TO MU-557T (96GN-4)	GEE-GEE

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
A	SH1 REVISED NOTE 15 TEMPERATURE TO 29 DEG C. REVISED NOTE 23, REVISED DESIGN PRESSURE IN TABLE. SH2 PLACED PHANTOM LINES FOR SEE NOTE 2 & INSTRUMENT AIR SEE NOTE 16. SH3 ADDED RANGE CALL-OUT TO PRESSURE GAUGES. DCI-96032449 AN-MP73923	06-01-20 06-01-20	SRW SAT



UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE
DIMENSIONS ARE IN INCHES	TAMMY A. PSATT	05-10-20
TOLERANCES ON DIMENSIONS	THOMAS A. GARNETT	05-10-20
1/16 DECIMALS	SCOTT TETZLAFF	05-10-20
ANGLES	SHERI R. WELLMAN	05-10-21
FRACTIONS		

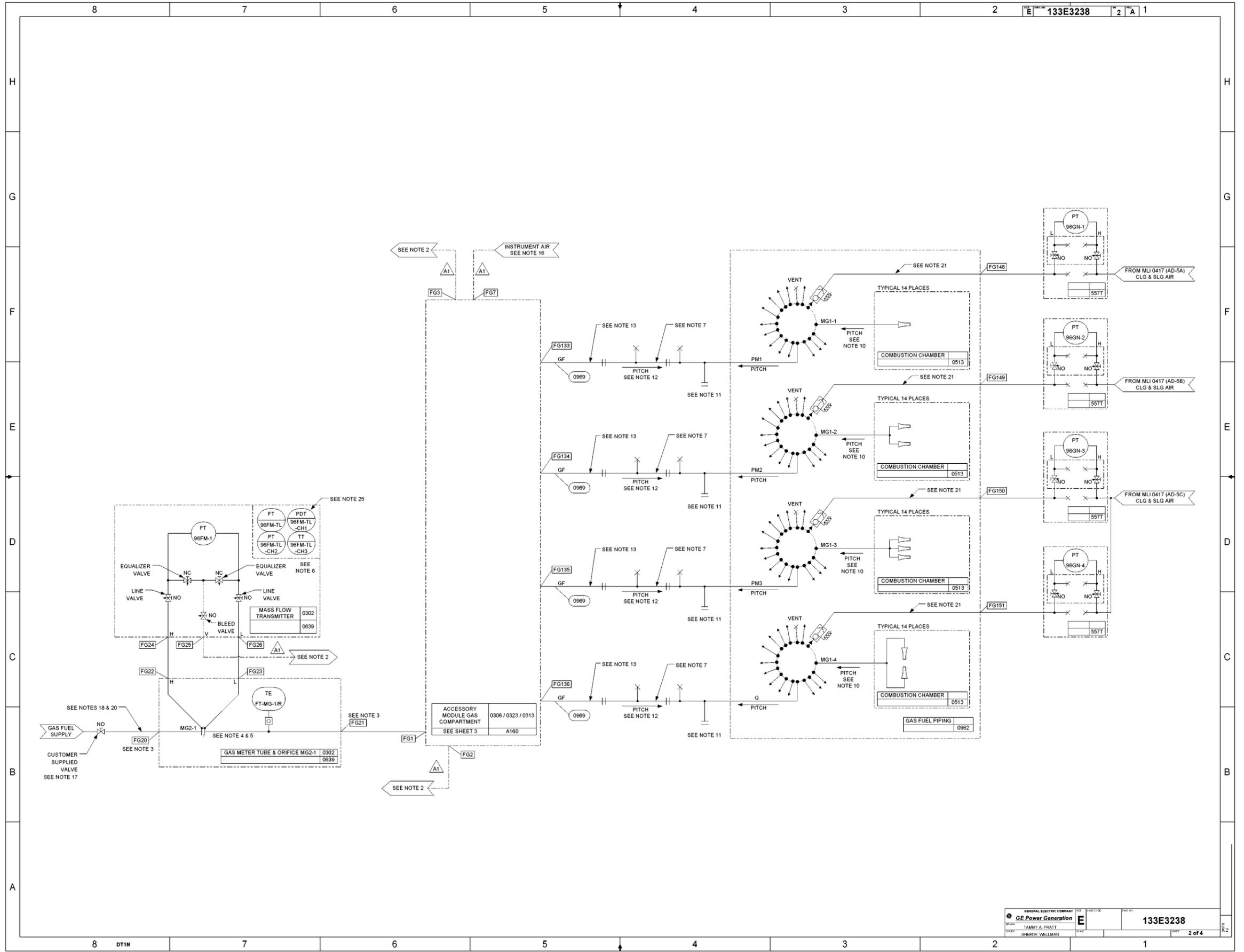
GE Power Generation
 GAS TURBINE
 GEORGETOWN, NC

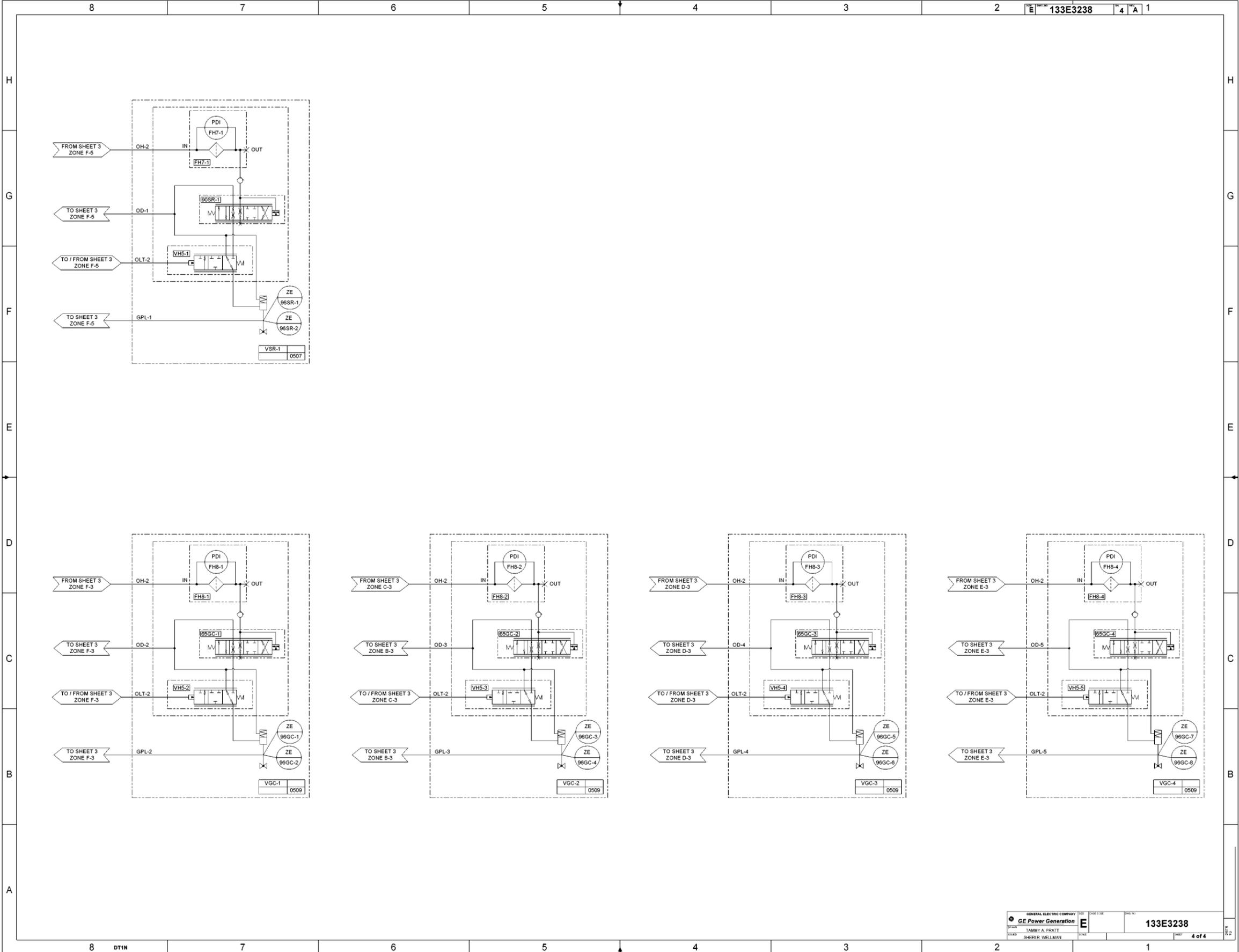
DIAG, SCHEM PP-FUEL GAS

FIRST MADE FOR: ML-7A1WFAS58-1.2 0422

DATE: 133E3238

SHEET: 1 of 4





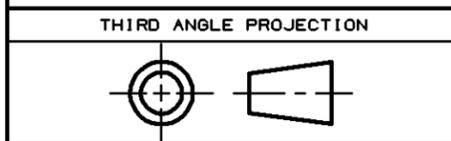
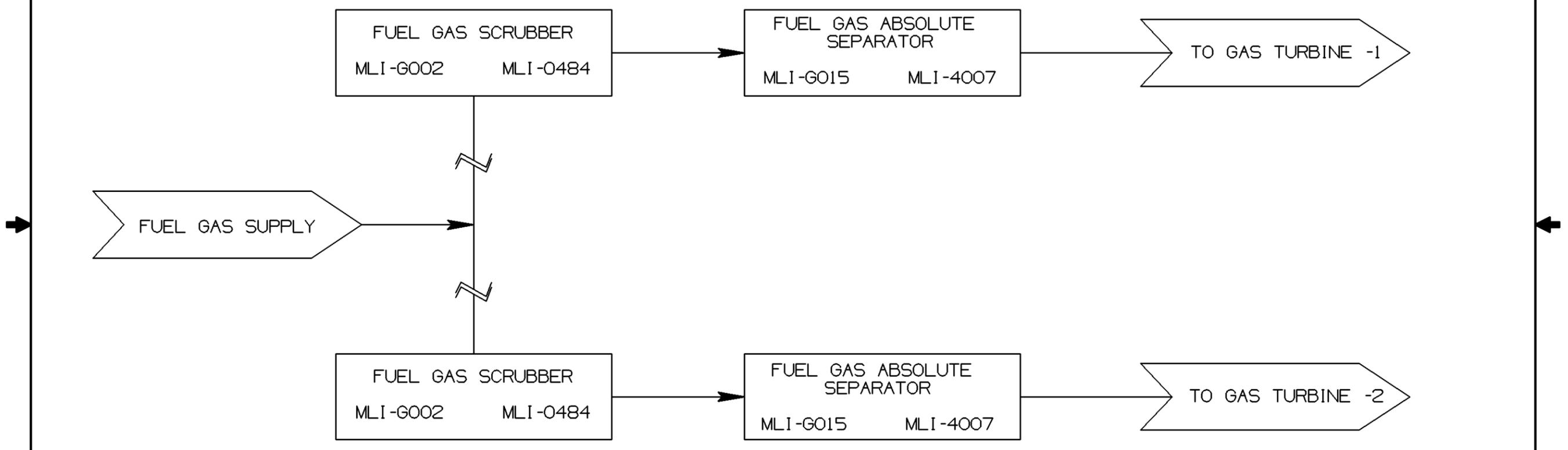
SIZE **B** DWG NO 361B3168 SH 1 REV A

REVISIONS			
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
A	LOCATION OF MLI-G002 & MLI-G015 REARRANGED PER DCI05030266. AN #06016836 SAMIR BISHOYI	06-05-31	KV1

NOTE :

- FOR DETAILS SEE SPECIFIC MLI'S REFERENCED IN THE BLOCK DIAGRAM.

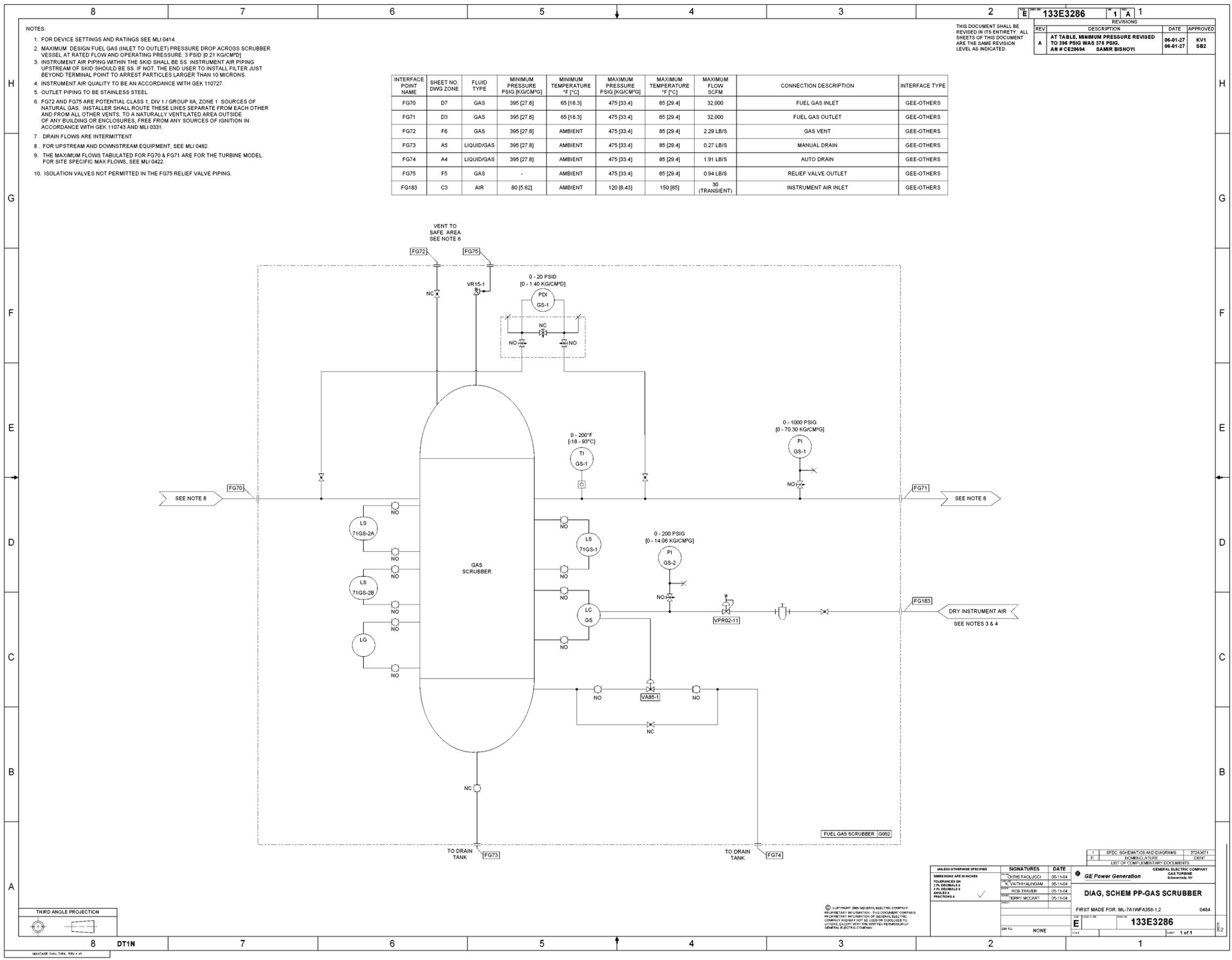
REVISE ON CAD ONLY
UG PART: 361B3168P001



© COPYRIGHT 2005 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED DIMENSIONS ARE IN INCHES. TOLERANCES ON: 2 PL DECIMALS ± 3 PL DECIMALS ± ANGLES ± FRACTIONS ± ✓	SIGNATURES	DATE	GE Power Generation GENERAL ELECTRIC COMPANY GAS TURBINE Schenectady, NY
	DRAWN SAMIR BISHOYI	05-11-30	
	CHECKED KANAGARAJAN V	05-11-30	
	ENGRG KANAGARAJAN V	05-11-30	
	ISSUED SAMIR BISHOYI	05-11-30	
APPLIED PRACTICES 348A9200			
SIM TO: NONE			
SIZE B		CAGE CODE	DWG NO 361B3168
SCALE		SHEET 1	

DISTR TO

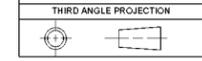


- NOTES:
- FOR DEVICE SETTINGS AND RATINGS SEE MLI 0414.
 - MAXIMUM DESIGN FUEL GAS (INLET TO OUTLET) PRESSURE DROP ACROSS SCRUBBER VESSEL AT RATED FLOW AND OPERATING PRESSURE: 3 PSID [0.21 KG/CM²D]
 - INSTRUMENT AIR PIPING WITHIN THE SKID SHALL BE SS. INSTRUMENT AIR PIPING UPSTREAM OF SKID SHOULD BE SS. IF NOT, THE END USER TO INSTALL FILTER JUST BEYOND TERMINAL POINT TO ARREST PARTICLES LARGER THAN 10 MICRONS.
 - INSTRUMENT AIR QUALITY TO BE AN ACCORDANCE WITH GEK 110727.
 - OUTLET PIPING TO BE STAINLESS STEEL.
 - FG72 AND FG75 ARE POTENTIAL CLASS 1, DIV 1 / GROUP IIA, ZONE 1 SOURCES OF NATURAL GAS. INSTALLER SHALL ROUTE THESE LINES SEPARATE FROM EACH OTHER AND FROM ALL OTHER VENTS, TO A NATURALLY VENTILATED AREA OUTSIDE OF ANY BUILDING OR ENCLOSURES, FREE FROM ANY SOURCES OF IGNITION IN ACCORDANCE WITH GEK 110743 AND MLI 0331.
 - DRAIN FLOWS ARE INTERMITTENT.
 - FOR UPSTREAM AND DOWNSTREAM EQUIPMENT, SEE MLI 0482.
 - THE MAXIMUM FLOWS TABULATED FOR FG70 & FG71 ARE FOR THE TURBINE MODEL. FOR SITE SPECIFIC MAX FLOWS, SEE MLI 0422.
 - ISOLATION VALVES NOT PERMITTED IN THE FG75 RELIEF VALVE PIPING.

INTERFACE POINT NAME	SHEET NO. DWG ZONE	FLUID TYPE	MINIMUM PRESSURE PSIG [KG/CM ² G]	MINIMUM TEMPERATURE °F [°C]	MAXIMUM PRESSURE PSIG [KG/CM ² G]	MAXIMUM TEMPERATURE °F [°C]	MAXIMUM FLOW SCFM	CONNECTION DESCRIPTION	INTERFACE TYPE
FG70	D7	GAS	395 [27.8]	65 [18.3]	475 [33.4]	85 [29.4]	32,000	FUEL GAS INLET	GEE-OTHERS
FG71	D3	GAS	395 [27.8]	65 [18.3]	475 [33.4]	85 [29.4]	32,000	FUEL GAS OUTLET	GEE-OTHERS
FG72	F6	GAS	395 [27.8]	AMBIENT	475 [33.4]	85 [29.4]	2.29 LB/S	GAS VENT	GEE-OTHERS
FG73	A5	LIQUID/GAS	395 [27.8]	AMBIENT	475 [33.4]	85 [29.4]	0.27 LB/S	MANUAL DRAIN	GEE-OTHERS
FG74	A4	LIQUID/GAS	395 [27.8]	AMBIENT	475 [33.4]	85 [29.4]	1.91 LB/S	AUTO DRAIN	GEE-OTHERS
FG75	F5	GAS	-	AMBIENT	475 [33.4]	85 [29.4]	0.94 LB/S	RELIEF VALVE OUTLET	GEE-OTHERS
FG183	C3	AIR	80 [5.62]	AMBIENT	120 [8.43]	150 [65]	30 (TRANSIENT)	INSTRUMENT AIR INLET	GEE-OTHERS

THIS DOCUMENT SHALL BE REVISED IN ITS ENTIRETY. ALL SHEETS OF THIS DOCUMENT ARE THE SAME REVISION LEVEL AS INDICATED.

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
A	AT TABLE, MINIMUM PRESSURE REVISED TO 396 PSIG WAS 376 PSIG. AN # CE29634	06-01-27	KV1
		06-01-27	SB2



© COPYRIGHT 2008 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION - THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE REPRODUCED OR DISCLOSED TO OTHERS EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE	GE Power Generation
DIMENSIONS ARE IN INCHES	DESIGNED BY: PAOLO LOCCI	05-11-04	GENERAL ELECTRIC COMPANY GAS TURBINE
TOLERANCES ON 1/4" DIMENSIONS & FRACTIONS :	CHECKED BY: VADYATYALINGAM	05-11-04	
	DESIGNED BY: ROB TRAUER	05-11-04	
	DESIGNED BY: TERRY MOCART	05-11-04	

LIST OF COMPLEMENTARY DOCUMENTS

NO.	DESCRIPTION	DATE
1	SPEC SCHEMATICS AND DIAGRAMS	3/24/07
1	INSTRUMENTATION	03/07

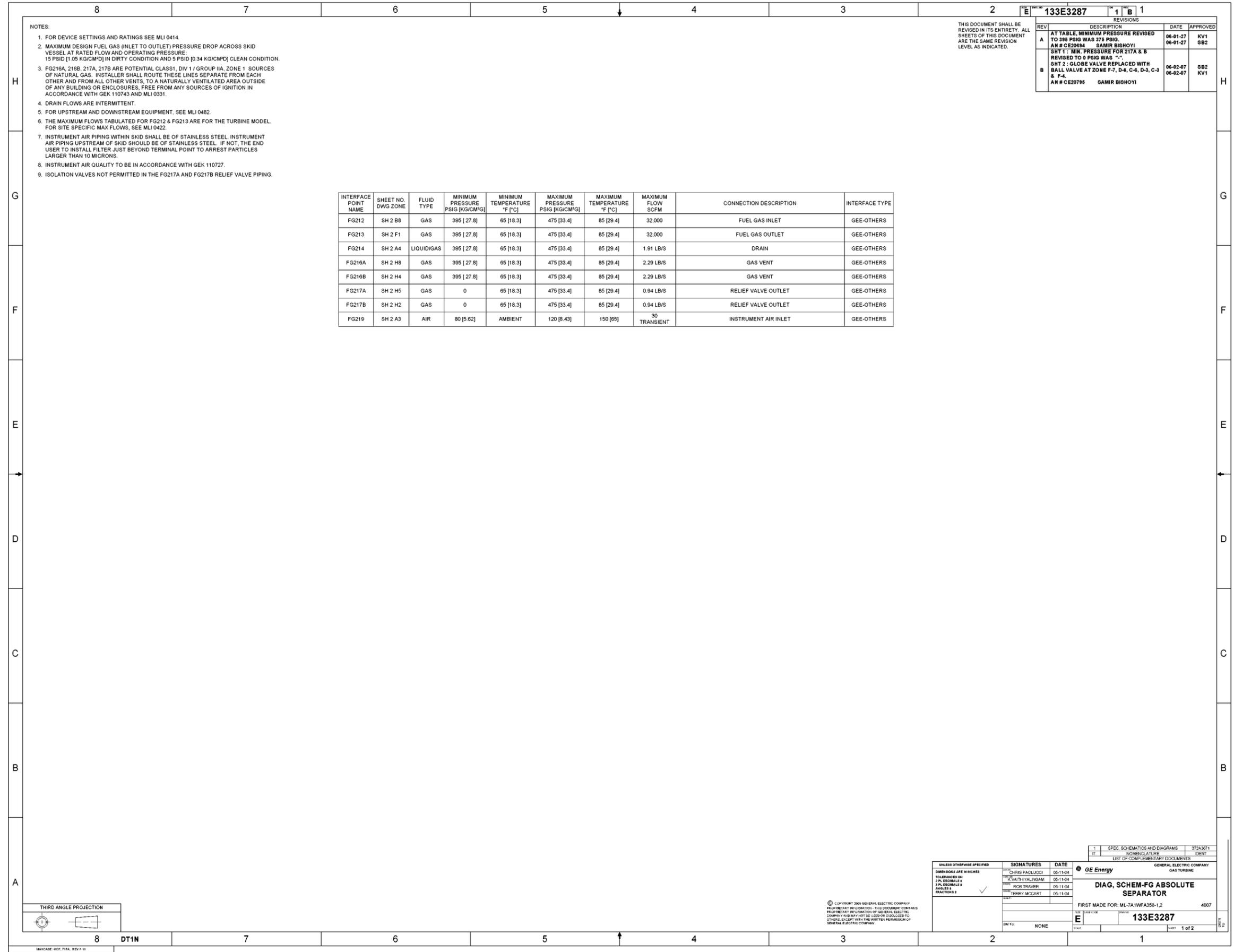
FIRST MADE FOR: ML7A1WFA358-1.2 0484

DATE: 05/11/04

REV: E

133E3286

SHEET: 1 of 1



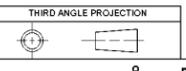
NOTES:

- FOR DEVICE SETTINGS AND RATINGS SEE MLI 0414.
- MAXIMUM DESIGN FUEL GAS (INLET TO OUTLET) PRESSURE DROP ACROSS SKID VESSEL AT RATED FLOW AND OPERATING PRESSURE:
15 PSID (1.05 KG/CM²) IN DIRTY CONDITION AND 5 PSID (0.34 KG/CM²) CLEAN CONDITION.
- FG216A, 216B, 217A, 217B ARE POTENTIAL CLASS1, DIV 1 / GROUP IIA, ZONE 1 SOURCES OF NATURAL GAS. INSTALLER SHALL ROUTE THESE LINES SEPARATE FROM EACH OTHER AND FROM ALL OTHER VENTS, TO A NATURALLY VENTILATED AREA OUTSIDE OF ANY BUILDING OR ENCLOSURES, FREE FROM ANY SOURCES OF IGNITION IN ACCORDANCE WITH GEK 110743 AND MLI 0331.
- DRAIN FLOWS ARE INTERMITTENT.
- FOR UPSTREAM AND DOWNSTREAM EQUIPMENT, SEE MLI 0482.
- THE MAXIMUM FLOWS TABULATED FOR FG212 & FG213 ARE FOR THE TURBINE MODEL FOR SITE SPECIFIC MAX FLOWS, SEE MLI 0422.
- INSTRUMENT AIR PIPING WITHIN SKID SHALL BE OF STAINLESS STEEL. INSTRUMENT AIR PIPING UPSTREAM OF SKID SHOULD BE OF STAINLESS STEEL. IF NOT, THE END USER TO INSTALL FILTER JUST BEYOND TERMINAL POINT TO ARREST PARTICLES LARGER THAN 10 MICRONS.
- INSTRUMENT AIR QUALITY TO BE IN ACCORDANCE WITH GEK 110727.
- ISOLATION VALVES NOT PERMITTED IN THE FG217A AND FG217B RELIEF VALVE PIPING.

INTERFACE POINT NAME	SHEET NO. DWG ZONE	FLUID TYPE	MINIMUM PRESSURE PSIG [KG/CM ² G]	MINIMUM TEMPERATURE °F [°C]	MAXIMUM PRESSURE PSIG [KG/CM ² G]	MAXIMUM TEMPERATURE °F [°C]	MAXIMUM FLOW SCFM	CONNECTION DESCRIPTION	INTERFACE TYPE
FG212	SH 2 B8	GAS	395 [27.8]	65 [18.3]	475 [33.4]	85 [29.4]	32,000	FUEL GAS INLET	GEE-OTHERS
FG213	SH 2 F1	GAS	395 [27.8]	65 [18.3]	475 [33.4]	85 [29.4]	32,000	FUEL GAS OUTLET	GEE-OTHERS
FG214	SH 2 A4	LIQUID/GAS	395 [27.8]	65 [18.3]	475 [33.4]	85 [29.4]	1.91 LB/S	DRAIN	GEE-OTHERS
FG216A	SH 2 H8	GAS	395 [27.8]	65 [18.3]	475 [33.4]	85 [29.4]	2.29 LB/S	GAS VENT	GEE-OTHERS
FG216B	SH 2 H4	GAS	395 [27.8]	65 [18.3]	475 [33.4]	85 [29.4]	2.29 LB/S	GAS VENT	GEE-OTHERS
FG217A	SH 2 H5	GAS	0	65 [18.3]	475 [33.4]	85 [29.4]	0.94 LB/S	RELIEF VALVE OUTLET	GEE-OTHERS
FG217B	SH 2 H2	GAS	0	65 [18.3]	475 [33.4]	85 [29.4]	0.94 LB/S	RELIEF VALVE OUTLET	GEE-OTHERS
FG219	SH 2 A3	AIR	80 [5.62]	AMBIENT	120 [8.43]	150 [65]	30 TRANSIENT	INSTRUMENT AIR INLET	GEE-OTHERS

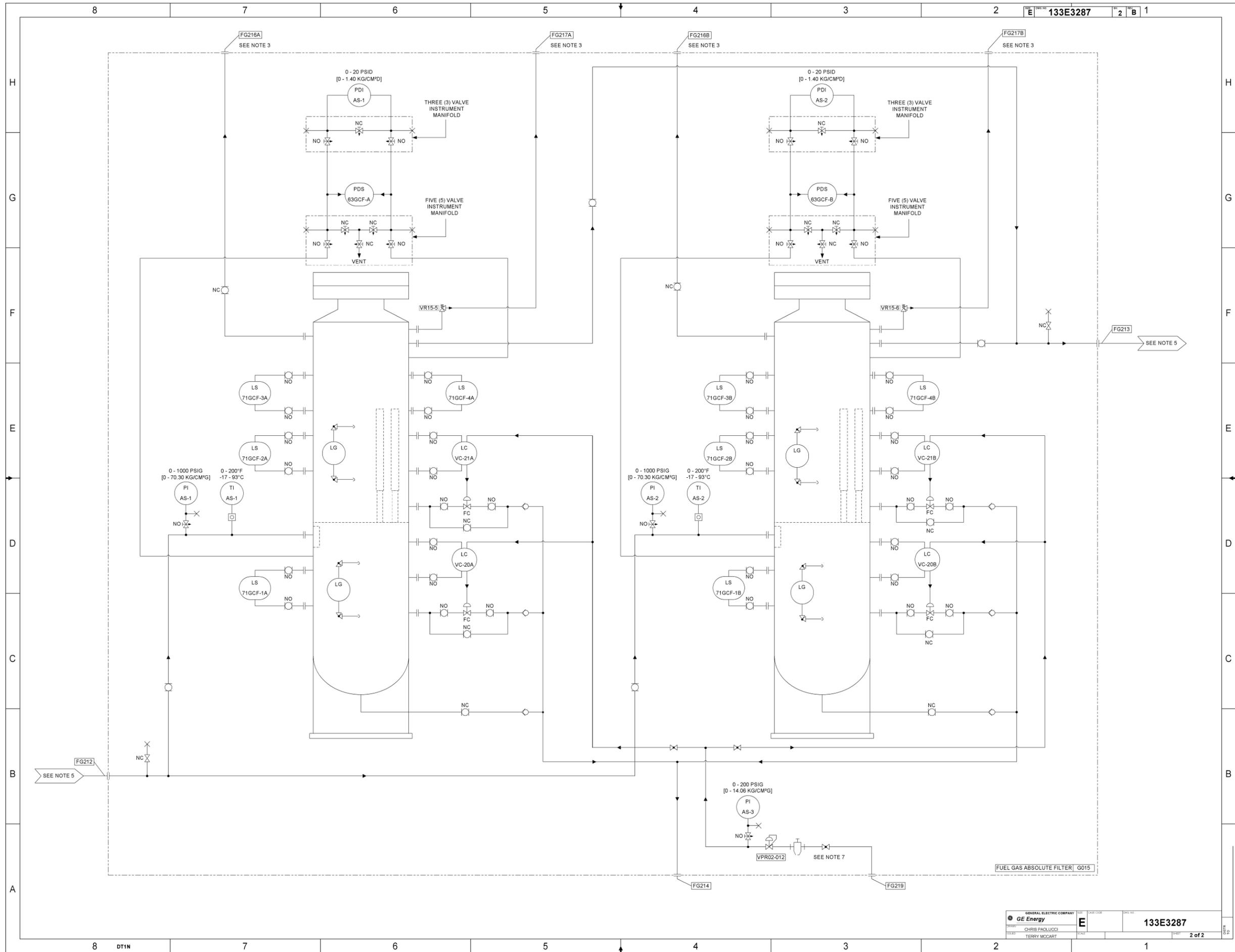
THIS DOCUMENT SHALL BE REVISED IN ITS ENTIRETY. ALL SHEETS OF THIS DOCUMENT ARE THE SAME REVISION LEVEL AS INDICATED.

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
A	AT TABLE, MINIMUM PRESSURE REVISED TO 395 PSIG WAS 375 PSIG. AN # CE2084 SAMIR BISHOYI	06-01-07 06-01-07	KV1 SB2
B	SH T - MIN. PRESSURE FOR 217A & B REVISED TO 0 PSIG WAS "-". SH T 2 : GLOBE VALVE REPLACED WITH BALL VALVE AT ZONE F-7, D-6, C-4, D-3, C-3 & F-4. AN # CE20785 SAMIR BISHOYI	06-02-07 06-02-07	SB2 KV1



© COPYRIGHT 2009 GENERAL ELECTRIC COMPANY. PROPRIETARY INFORMATION. THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS WITHOUT THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED: DIMENSIONS ARE IN INCHES TOLERANCES UNLESS OTHERWISE SPECIFIED: FRACTIONS	SIGNATURES CHRIS PAOLUCCI VAITHILAN SAM ROB TRAVER TERRY MCGANN	DATE 05-11-04 05-11-04 05-11-04 05-11-04	GE Energy GENERAL ELECTRIC COMPANY GAS TURBINE
<p>1 SPEC. SCHEMATICS AND DIAGRAMS 37243011</p> <p>2 INVENTORY DOCUMENTS 4007</p> <p>LIST OF COMPLEMENTARY DOCUMENTS</p>			
<p>DIAG. SCHEM-FG ABSOLUTE SEPARATOR</p> <p>FIRST MADE FOR: ML-7A1WFA358-1.2 4007</p> <p>DATE: 05-11-04</p> <p>SCALE: E</p> <p>133E3287</p> <p>1 of 2</p>			



CONSIDERACIONES DE DISEÑO DE SISTEMA DE LIMPIEZA DEL GAS COMBUSTIBLE PARA LAS TURBINAS DE GAS DE SERVICIO PESADO DE GE

C. Wilkes
GE POWER SYSTEMS
Schenectady, Ny

INTRODUCCIÓN

Las turbinas de gas de servicio pesado de GE son capaces de quemar una gran variedad de combustibles líquidos y gaseosos, incluyendo los gases con bajo valor calorífico (e.g., los “syngas” y gases de altos hornos), el gas de rellenos sanitarios, naftas del petróleo y los residuales. Estos combustibles varían en su composición de hidrocarburos, características físicas, concentraciones de agentes contaminantes potenciales y trazas de metales

Durante la década pasada, GE ha desarrollado los sistemas de combustión de tecnología avanzada que pueden quemar el gas natural y alcanzan emisiones de NOx de 15 ppmv o de menos sin necesidad de inyección de agua o de vapor. Durante este mismo período, la calidad del suministro de gas natural dentro de los Estados Unidos ha cambiado. Más específicamente, los líquidos pesados de los hidrocarburos ahora comúnmente se encuentran en el suministro de gas a las centrales eléctricas.

¿Qué sucedió durante los últimos 10 años para promover esta situación? La aprobación de la Orden Federal 636 de la Comisión Reguladora de Energía (FERC) (Referencia 1) de 1991 abrió el acceso a los gasoductos de transporte a todos los proveedores de gas y eliminó los contratos semi-monopólicos que limitaban el acceso a uno o más proveedores.

Además, FERC 636 cambió la manera en la cual el gas natural es vendido, requiriendo que los productores, transportistas y distribuidores locales vendan el gas sobre una base termica o de energía. Esto creó una competencia creciente dentro de la industria del gas natural e impulsó a los proveedores a producir el gas a costo mínimo para competir en el mercado abierto. Es frecuente ahora que los usuarios grandes negocien los contratos diarios basados en el precio del gas más bajo disponible para ese día.

Los Hidrocarburos más altos en forma de gas o de líquido pueden contribuir de manera importante al valor calorífico y son, por lo tanto, componente valioso del gas natural. Como resultado de la fuerte competencia, separar estos componentes más pesados del gas en plantas de proceso criogénicas ha llegado a ser menos económico. Una consecuencia de este cambio es que los hidrocarburos más allá de C₆ ahora son comunes en muchos suministros de gas. Dependiendo de la presión, de los niveles de temperatura y de la concentración, los hidrocarburos más pesados pueden formar líquidos y tener un efecto muy significativo en el punto de condensación del hidrocarburo.

Por todo el mundo, con algunas excepciones tales como Canadá, los líquidos del gas combustible han sido un problema por muchos años. Los problemas primero se

presentaron cuando el martilleo por líquidos en las máquinas de combustión estándar, causaba a menudo daños en la ruta de gas caliente. El uso de los sistemas de combustión con tecnología avanzada en estas áreas requiere la atención cercana al sistema de limpieza del gas, asegurándose que tanto los líquidos condensados como prácticamente toda la materia particulada sean eliminados en la entrada al módulo de control del gas combustible.

El gas no tratado puede dar lugar a que se tape la boquilla de combustible por partículas y por la erosión de los componentes expuestos a altas velocidades en el sistema del gas. El arrastre de líquidos en el gas natural ha dado lugar a daños en componentes por combustión prematura (forros, tubos de fuego cruzado y boquillas de combustible) y ha afectado la confiabilidad y la disponibilidad para todos los tipos de los sistemas de combustión, incluyendo las emisiones del NOx bajo, seco, (DLN, por sus siglas en ingles).

Para que los quemadores de tecnología avanzada de DLN funcionen correctamente, es absolutamente esencial que el gas combustible suministrado cumpla con la especificación de GE y esté libre de todos los líquidos y partículas. Esta especificación se describe en GEI 41040E (Referencia 2).

Este documento trata acerca de dónde las partículas y los líquidos tienen su origen en el gas combustible y porqué no se están eliminando (con todo y que se cuenta con un amplio rango de equipo de procesamiento) de gas disponible en el mercado.

REQUISITOS DE LIMPIEZA Y DE LA CALIDAD DEL GAS

Es importante que solamente el gas seco limpio esté utilizado como combustible para las turbinas de gas de tecnología avanzada. La materia particulada, tal como herrumbre, incrustaciones de óxido, y suciedad, se puede quitar general y fácilmente con técnicas de filtración y de separación. El retiro de líquidos, tales como hidrocarburos líquidos y agua, puede ser más difícil. Muchos factores que afectan el retiro de líquidos, tales como el tamaño de la gota y su distribución, son difíciles de cuantificar. Esto puede dar lugar a hidrocarburos líquidos admitidos en el sistema de combustible de la turbina de gas y en el equipo de combustión. Incluso las cantidades extremadamente pequeñas, si se permiten acumular en el gasoducto corriente abajo, pueden causar

daño. Este hecho, combinado con la degradación general de la calidad del gas en los Estados Unidos, hace especialmente importante la monitorización cuidadosa de la calidad del gas y la toma de acciones correctivas, en caso de necesidad, para llegar a cumplir con la especificación GEI 41040E para combustibles, de GE, para evitar daños al equipo.

Especificación para Gas Combustible, de GE, GEI 41040E

En resumen, este documento define las limitaciones en el tamaño de partículas a no más de aproximadamente 10 micras, pide la eliminación de todos los líquidos en la admisión al módulo del control de la turbina de gas y especifica los requisitos mínimos y máximos para la presión del suministro del combustible. Otras limitaciones y calificaciones pueden también aplicar y se recomienda al usuario revisar los detalles en este documento.

Se requiere una temperatura de sobrecalentamiento de por lo menos 50° F/28° C arriba de la humedad o el punto de condensación del hidrocarburo para eliminar líquidos. Cumplir con este requisito puede requerir la calefacción del gas si están presentes los hidrocarburos pesados. Las razones para especificar el sobrecalentamiento del gas son:

- El sobrecalentamiento es el único método seguro para eliminar todos los líquidos en la admisión del gas al módulo de control.
- Proporciona el margen para evitar la formación de líquidos en tanto el gas se expande y se enfría al pasar por las válvulas de control

¿Porqué el mínimo de sobrecalentamiento es de 50° F/28° C ?

- Porque es un estándar ASME-recomendado (Referencia 3) que de 45°F a 54°F (25 a 30°C) de sobrecalentamiento se utilizan para la combustión del combustible gaseoso de la turbina.
- Porque los cálculos demuestran que el requerimiento mínimo de 50° F/28° C de sobrecalentamiento evitará la formación de líquidos corriente abajo de las válvulas de control y esto es verificado por la experiencia en el campo
- Porque se proporciona un cierto margen para cubrir las variaciones diarias en el punto de condensación.
- Porque el tiempo de vaporización para las gotitas líquidas disminuye según se incrementa la temperatura de sobrecalentamiento

Contaminantes del Gas Combustible

Algunos de los contaminantes que se introducen en el suministro de gas natural como resultado de los procesos de producción y de transporte son:

- agua dulce y agua salada
- Arena y arcilla
- Herrumbre
- Sulfato de Hierro, Hierro y sulfuro de Cobre
- Aceite de lubricación, aceite de separador húmedo, crudo e hidrocarburos líquidos

- Glicoles del proceso de deshidratación
- Carbonato del Calcio
- Hidratos del gas e hielo
- Desechos de la construcción

Los desechos de la construcción son comunes e incluyen materiales como por ejemplo escoria de soldadura, partículas de esmerilado, arenilla, porciones de varilla, virutas de metal, etc. A pesar de la limpieza de la línea del gas y las purgas vigorosas, que son necesarias y recomendadas, algunos contaminantes serán encontrados en el suministro de gas, especialmente durante el periodo temprano de puesta en servicio. Durante esta fase, las precauciones adicionales son tomadas por medio de la instalación de "Coladores Finos Temporales en forma de sombrero de bruja" en la admisión al módulo de control del gas y a las secciones seleccionadas del gasoducto dentro del alojamiento de la turbina.

Una vez que sea satisfactoria la operación y que los coladores temporales ya no recojan desechos ni contaminantes, se quitan. La instalación de estos coladores no proporciona un sustituto para un sistema de limpieza de gas correctamente diseñado y se requerirán frecuentes paros para limpiar o para reemplazar los coladores si un sistema adecuado de filtración no está instalado.

ASUNTOS DE LIMPIEZA Y DE CALIDAD DEL GAS

Los asuntos de la calidad del gas combustible y de la limpieza, que afectan la operación de la turbina de gas son:

- Variación en el valor calorífico
- Autoignición o hidrocarburos líquidos
- Partículas que provocan erosión y taponamientos.

Variaciones en el Valor Calorífico

La variación en el valor calorífico como resultado de la variación en la composición de la fase del gas afecta las emisiones de la turbina de gas, las salidas y la estabilidad del combustor. Los cambios mayores al 10% requieren modificaciones del equipo de control del gas, pero no son un problema común en sistemas estabilizados de distribución.

Algunas compañías locales de distribución utilizan la inyección de propano/aire como método para estabilizar variaciones en el valor calorífico. La cantidad de aire inyectada está muy por debajo de lo requerido para alcanzar el límite rico de inflamabilidad del gas y no provoca ningún problema de seguridad.

Las variaciones en valor calorífico podrían ser un problema si el gas se compra de una variedad de proveedores dependiendo de las variaciones diarias o semanales en precio del gas. En esta situación, el usuario debe asegurarse de que las variaciones estén dentro de los valores permitidos por el acuerdo con GE. Los instrumentos en línea que determinan el valor calorífico están disponibles

de varios proveedores y deben ser utilizados si se esperan variaciones significativas.

El golpeteo de los hidrocarburos líquidos afecta la energía entregada por la turbina y puede dar lugar a problemas significativos de control y a daños potenciales del equipo. Por ésta y otras razones descritas abajo, todos los líquidos se deben eliminar del gas suministrado a la turbina.

Autoignición de los Hidrocarburos Líquidos.

El retiro de líquidos se ha convertido cada vez más en una preocupación desde los pasados años a medida que la calidad del gas ha disminuido. Los líquidos se forman de los hidrocarburos más altos condensables encontrados en el gas natural, generalmente aquellos más altos que el pentano (C₅), así como la humedad del vapor de agua. La humedad es indeseable porque se puede combinar con el metano y otros hidrocarburos para generar sólidos en forma de hidratos. La formación y la prevención de hidratos se discute en la " Formación de sólidos, partículas — e Hidratos."

Los hidrocarburos son líquidos un asunto mucho más serio porque los líquidos pueden condensarse y juntarse durante períodos de tiempo largos, y entonces dan lugar al "golpeteo de líquido" a medida que las velocidades del flujo del gas aumentan después de un período de operación a potencia reducida. Esto puede llevar a:

- Adición incontrolada de calor
- Autoignición a la temperatura de descarga del compresor (625° F a 825° F/329° C a 451° C)
- Potencial para promover el retroceso de flama y los reencendidos secundarios/cuaternarios
- Depósitos parecidos al barniz.

El arrastre de líquidos a la turbina puede dar lugar a cantidades incontroladas de liberación de calor si las suficientes cantidades están presentes, dando como resultado posibles daños a la trayectoria del gas caliente. Un problema más común, sin embargo, se presenta con la exposición de cantidades pequeñas de hidrocarburos líquidos al aire de la descarga del compresor. Los sistemas de combustión de NOx bajo, seco, requieren la premezcla del gas combustible y del aire de la descarga del compresor para producir una mezcla uniforme de combustible/aire y para minimizar localmente las áreas ricas en combustible que producen NOx en el quemador. Las temperaturas típicas de autoignición (AIT), las temperaturas requeridas para la combustión espontánea sin fuente de ignición, ya que estos líquidos están un rango de 400° F a 550° F (204° C a 288° C) y caen debajo de la temperatura de descarga del compresor. La exposición al aire de la descarga del compresor sobre el AIT dará lugar a la ignición instantánea de las gotitas de líquido, causando, en algunos casos, una ignición prematura de los gases premezclados, a menudo llamado "retroceso de flama."

Debido a la seriedad del problema, la especificación 41040E de GE no permite ningún líquido en el gas

combustible. Además, para evitar la condensación en los cabezales del gas combustible suministrado, causado por la expansión del gas a través de las válvulas de control, esta especificación requiere un mínimo de 50° F/28° C de sobrecalentamiento en la brida de entrada de la válvula relacionada de velocidad de la turbina. Este valor proporciona un grado de seguridad y está dentro de los valores recomendados por ASME para el gas combustible seco (Referencia 3).

Partículas en la Corriente del Gas

Los problemas de operación de la turbina de gas con partículas sólidas en la corriente de gas tapan la boquilla de combustible, y causan erosión y depósitos.

De estos tres, el taponamiento de la boquilla de combustible tiene un impacto más severo y más inmediato en la operación normal. Puesto que el tamaño de los orificios de la boquilla de combustible del gas en sistemas DLN son más pequeños que aquellos usados en quemadores de difusión de flama, los quemadores son más propensos a taparse. El taponamiento dará lugar a una distribución deficiente de combustible de boquilla a boquilla y de quemador a quemador y aumentará las emisiones y las dispersiones de la temperatura de escape. El taponamiento podría también llevar a la división del flujo de suministro del combustible entre los cabezales de gas, lo que podría llevar a emisiones deficientes y, en el caso peor a la autoignición y al retroceso de la flama.

La eliminación de los Taponamientos es especialmente importante durante la puesta en servicio y la temprana operación comercial, o después de que se hayan realizado trabajos en el gasoducto, cuando la suciedad y los desechos acumulados de la construcción pueden arrastrarse con el combustible.

Si ocurre un taponamiento, las boquillas necesitarán ser limpiadas. Desde el desmontaje, el proceso de la limpieza y el nuevo ensamble puede tomar varios días, y la disponibilidad de la unidad puede ser afectada de manera adversa.

Pueden resultar problemas de erosión si hay cantidades excesivas de partículas presentes, dependiendo de la naturaleza y del tamaño del material. La especificación de combustible GEI 41040E requiere el retiro de las partículas mayores a 10 micras (véase la especificación para las calificaciones agregadas) para evitar la erosión y la deposición.

Las partículas menores a 10 micras tienden a seguir la corriente del gas, más que pegarse a las paredes del recipiente de contención y, por lo tanto, dan lugar a una disminución significativa de la velocidad de erosión.

Las válvulas de control del gas se diseñan para funcionar en una condición de estrangulación del flujo y, por lo tanto, se exponen a velocidades de hasta la velocidad del sonido. Las velocidades de erosión son exponencialmente proporcionales a la velocidad de las partículas y las áreas que experimentan velocidades altas del gas, tales como orificios y asientos de la válvula, son más susceptibles a la erosión.

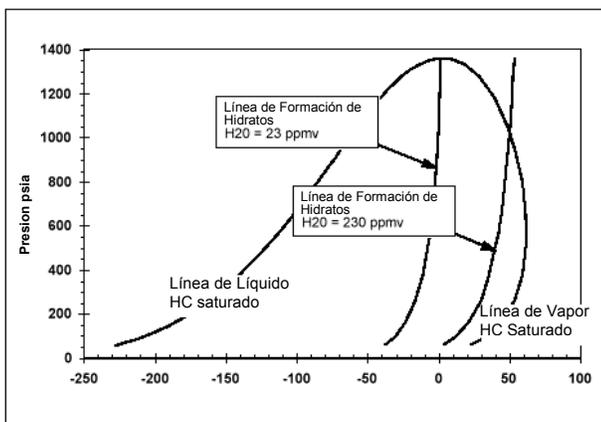
La deposición en las boquillas y en los álabes puede también ser un problema, dependiendo de la naturaleza y de la concentración de las partículas, aun para las de menos de 10 micras en diámetro. Por esta razón, La especificación GEI 41040E limita la concentración de partículas de todas las fuentes y tamaños a no más de 600 ppb en la admisión de las boquillas de la primera etapa.

Formación y transferencia de Sólidos: Partículas e Hidratos

La mayoría de los sólidos encontrados en el gas natural se deben a la oxidación y a la corrosión lentas del gasoducto y están en forma de partículas finas de óxido de Hierro. Los desechos de construcción como escoria de soldadura, virutas de metal, arena e incluso los objetos extraños también se encuentran comúnmente en gasoductos nuevos, especialmente durante la fase inicial de puesta en servicio.

Otro tipo de material sólido que puede estar presente son los hidratos del gas. Los hidratos del gas son los materiales cristalinos que se forman cuando el exceso de agua está presente en una línea de alta presión de gas. Estos sólidos se forman cuando el agua se combina con los compuestos naturales del gas, incluyendo condensados, cuando la temperatura del gas está por debajo de la temperatura de equilibrio de la formación del hidrato. Aunque están asociadas comúnmente a los cristales del tipo hielo, las temperaturas de formación pueden estar perceptiblemente arriba de 32° F/0° C en las presiones de entrega del gasoducto. Los hidratos pueden depositarse en las áreas de corriente estancada corriente arriba y corriente abajo amientos de placas, de orificio válvulas, secciones T y líneas de instrumentación, causando tapón y falta de control del proceso.

La figura 1 muestra las líneas de formación del hidrato para dos concentraciones de agua, para el gas natural listado en la tabla 3. La localización de estas líneas variará con la composición del gas y caerá por arriba o por debajo de la línea del vapor saturado del hidrocarburo.



GT25721

Figura 1. Líneas de temperatura de equilibrio para la formación de hidratos

Es más probable que la formación de hidratos se encuentre en sistemas de gasoductos en el mar debido a las presiones altas y las temperaturas más bajas. Afortunadamente, todas las compañías de transporte reconocen la necesidad de eliminar el agua para evitar la formación de hidratos y problemas de obstrucción del equipo del gasoducto que resultan. El agua se limita típicamente a un valor nominal de entre 4 y 7 libras por millón de pies cúbicos estándar (64,1 a 112,1 kg/mm³scm). El agua es eliminada a este nivel por el equipo de tratamiento que utiliza la separación química por medio del metanol o de etileno glicol; Aunque puede ocurrir algún arrastre del líquido de separación. De vez en cuando, un incidente en el proceso puede ocurrir y el arrastre de Inhibidores en el suministro del gas puede representar un peligro, incrementando el punto de condensación del hidrocarburo.

Otros métodos preventivos incluyen la calefacción del gas corriente arriba, desde las estaciones de reducción de presión, para mantener la temperatura del gas arriba de la temperatura de formación del hidrato.

Formación y Arrastre de Líquidos: Hidrocarburos y Humedad

Durante la Conducción del gas combustible a la turbina de gas, éste pasa a menudo por una serie de estaciones de reducción de presión antes de que entre en el módulo de control del gas. Más reducciones de presión ocurren antes de que el gas entre en el sistema de cabezales distribuidores.

En cada estación de reducción de presión, el gas también experimentará una reducción de la temperatura debido al efecto de Joule-Thompson.

Las reducciones de temperatura para un gas natural típico se muestran en la figura 2, que son aproximadamente iguales a 7° F para cada reducción de 100 psid (5,6° C por cada 1000 KPa en la presión, sin ninguna transferencia de calor a, o desde el gas. La reducción real de la temperatura variará dependiendo de la composición del gas y de las condiciones locales de transferencia de calor.

Un sistema con gas entrando en el sitio a 900 psia/6.205,3 kPa y 60° F/16° C puede experimentar una reducción de temperatura de 31° F/17,2° C antes de entrar en el módulo de gas a la presión admisible máxima de 450 psia/3.102,6 kPa para máquinas de tecnología FA.

Las Reducciones futuras de temperatura serán experimentadas a medida que el gas pasa por las válvulas de control, y serán mayores a carga baja, cuando la estrangulación de la válvula de control está en el nivel más alto.

Los informes de formación de hielo que aparece en el exterior del gasoducto corriente abajo de las válvulas de control no son infrecuentes y no son una causa de preocupación, siempre y cuando el punto de condensación del hidrocarburo y de la humedad sean perceptiblemente menores que la temperatura local del gas.

La norma GEI 41040E requiere un mínimo de 50° F/28° C

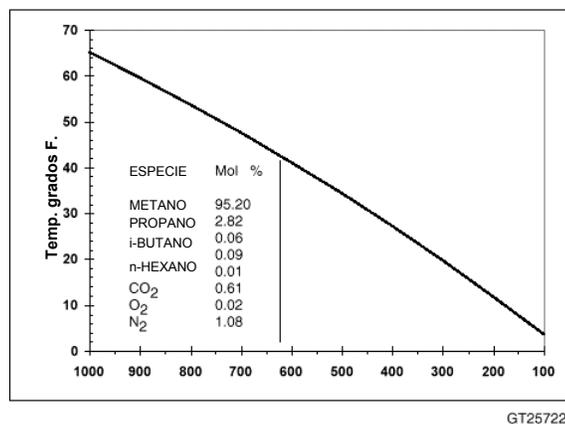


Figura 2. Enfriamiento de Joule-Thompson con reducción de la presión

de sobrecalentamiento sobre el punto de condensación del hidrocarburo en la entrada al módulo de gas en todas las condiciones de funcionamiento. Desafortunadamente, como el arrastre del líquido ha llegado a ser más común, el punto de condensación del hidrocarburo aumenta y la condensación se ha convertido en un asunto serio. La separación de los líquidos libres por sí sola no es adecuada, pues resulta, en el mejor de los casos, en un gas saturado con punto de condensación igual a la temperatura del gas.

Otras reducciones en temperatura corriente abajo del equipo de separación, resultarán por lo tanto, en la condensación y en la formación inmediata de líquidos adicionales. Para el gas húmedo entrante, un separador de filtro y un sobrecalentador son esenciales para evitar la formación de líquidos. El equipo requerido para este propósito se discute en "Recomendaciones acerca del equipo de limpieza y su dimensionamiento."

VARIACIONES EN LA COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL Y SU IMPACTO EN LA OPERACIÓN DE LA TURBINA DE GAS

El gas natural de gasoducto no es homogéneo

Tabla 1				
VARIACIÓN DEL VALOR CALORÍFICO Y DEL C 6 + DEL GAS NATURAL DE ESTADOS UNIDOS Y CANADA				
País	HHV	HHV	C 6 +	C 6 +
	Btu/SCFT	Btu/SCFT	Vol. %	Vol. %
	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo
ESTADOS UNIDOS	1.208	970	0,5	0,0
Canadá	1.106	965	0,4	0,0

ni es constante con el tiempo o la localización geográfica. Según lo observado en la referencia 4, hay variación significativa en la composición y características físicas del gas natural suministrado en diferentes áreas de los E.E.U.U. Este informe, preparado por la Asociación Americana del Gas, cuantifica las variaciones regionales y estacionales potenciales en la composición y las características del gas natural, documenta las prácticas de redondeo de picos en los Estados Unidos y determina la contribución de la variabilidad de la composición del gas en la formación de condensados.

Mientras que la variación en la composición del gas tiene un impacto pequeño en la operación de la turbina de gas (e.g., emisiones), el principal punto de preocupación es la formación de condensados conforme la composición de hexanos+ varía. Por ejemplo, la tabla 1 de la referencia 2 resume los valores máximos y mínimos de un valor calorífico más alto o voluminoso (HHV) y las variaciones de C 6+ encontradas en el gas natural en los Estados Unidos y Canadá.

Dependiendo de la especie de hexanos+, este componente del gas natural podría llevar a la condensación del hidrocarburo líquido en la corriente de gas suministrada a la turbina de gas dando por resultado serios daños a la unidad. Los resultados de la medición del gas natural de Estados Unidos no demuestran una relación fuerte entre un aumento en el valor calorífico y un aumento en la concentración de los compuestos de C 6+. La localización no parece ser un factor tampoco; las muestras de los gasoductos de Tejas muestran los valores más altos y más bajos para los compuestos de C 6+.

EXPERIENCIA EN LA INDUSTRIA CON LOS LÍQUIDOS DEL GAS COMBUSTIBLE

En años recientes, la experiencia en la industria con los líquidos del gas natural ha sido pobre. Los informes de los incidentes que resultan de arrastre de líquidos son frecuentes y afectan a las turbinas de gas de todos los fabricantes, equipadas con diferentes tipos de sistemas de combustión.

Estos informes demuestran claramente que este problema es muy extenso por la mitad del este de los E.E.U.U.. La ausencia de datos de otros sitios, sin embargo, no debe implicar que los Estados Unidos occidentales están exentos de estos problemas. La tabla 2 enlista la concentración divulgada para hexanos+, un indicador de líquidos potenciales, que se distribuye a través de los E.E.U.U.; ya que el daño potencial consecuente en la trayectoria del gas caliente por estos hidrocarburos líquidos es muy severo en unidades con bajas emisiones secas, el sistema de manejo del gas se debe diseñar para eliminar esta amenaza, bajo todas las condiciones.

Tabla 2
VALORES CALORÍFICOS DIVULGADOS E HIDROCARBUROS DE C6+ A TRAVÉS DE LOS ESTADOS UNIDOS

	Valor calorífico superior. Btu/scft			Hexanos más hidrocarburos (C6+)		
	Medio	Mínimo	Máximo	Medio	Mínimo	Máximo
California #1 - A	1.042,2	1,031.1	1,053.9	0.0	0.0	0,1
California #1 -B	1.029,7	1,022.1	1,060.3	0.1	0.0	0,1
California #1 -C	1.039,6	1,032.9	1,049.1	0.1	0.0	0,1
California #1 -D	1.029,4	1,023.6	1,038.2	0.1	0.1	0,1
California #1 -E	1.048,4	1,040.1	1,055.8	0.1	0.1	0,2
California #2 - A	1.039,0	1,024.9	1,050.8	0.1	0.1	0,1
California #2 -B	1.028,4	1,020.2	1,038.2	0.1	0.0	0,1
California #3	1.033,2	1,028.5	1,043.0	0.0	0.0	0,0
California #4	1.017,9	1,005.0	1,038.0	0.0	0.0	0,2
California #5	995,3	986.0	1,011.0	0.1	0.0	0,1
Colorado #1	991,9	971.0	1,035.6	0.0	0.0	0,1
Colorado #2	980,2	970.3	1,066.5	0.0	0.0	0,1
Colorado #3	984,4	974.3	1,012.5	0.0	0.0	0,1
Connecticut	1.027,2	1,022.8	1,033.4	0.1	0.1	0,1
Georgia	1.26,9	1,015.0	1,047.0	0.1	0.0	0,2
Illinois #1	1.028,2	1,017.6	1,081.4	0.1	0.0	0,2
Illinois #2	1.031,3	1,015.2	1,043.6	0.1	0.0	0,2
Luisiana	1.023,1	997.7	1,053.1	0.1	0.0	0,2
Maryland #1	1.033,2	1,027.0	1,046.7	0.1	0.0	0,2
Maryland #2	1.102,3	1,32.1	1,208.1	0.1	0.0	0,1
Maryland #3	1.032,2	1,026.9	1,041.6	0.1	0.0	0,1
Maryland #4	1.030,7	1,025.4	1,039.0	0.1	0.0	0,1
Maryland #5	1.037,2	1,030.3	1,055.6	0.1	0.1	0,1
Maryland #6	1.041,0	1,033.4	1,062.0	0.1	0.1	0,1
Massachusetts #1	1.060,9	1,017.1	1,190.5	0.0	0.0	0,1
Massachusetts #2	1.034,6	1,032.4	1,036.4	0.1	0.1	0,1
Michigan	1.031,4	1,010.5	1,043.7	0.0	0.0	0,1
Nueva Jersey	1.030,4	1,021.0	1,048.0	0.0	0.0	0,2
Nueva York	1.029,6	1,017.5	1,039.4	0.0	0.0	0,0
Ohio	1.044,9	1,010.3	1,096.2	0.1	0.1	0,2
Oklahoma	1.029,6	1,005.5	1,085.9	0.0	0.0	0,2
Pennsylvania #1 -1	1.029,8	1,023.0	1,041.0	0.1	0.0	0,2
Pennsylvania #1 -2	1.029,1	1,022.0	1,038.0	0.1	0.0	0,1
Pennsylvania #2 -1	1.030,0	1,022.2	1,038.4	0.1	0.0	0,2
Pennsylvania #2 -2	1.029,8	1,023.1	1,048.7	0.1	0.0	0,2
Rhode Island	1.029,6	1,027.0	1,033.9	0.1	0.1	0,1
Tejas #1	1.081,2	1,043.6	1,126.8	0.2	0.1	0,5
Tejas #2	1.023,8	1,017.0	1,036.0	0.0	0.0	0,0
Tejas #3	1.059,3	1,020.0	1,105.0	0.2	0.1	0,4
Virginia #1	1.044,4	1,032.6	1,088.5	0.1	0.1	0,1
Virginia #2	1.039,7	1,029.8	1,088.5	0.1	0.1	0,1
Washington	1.038,5	1,013.0	1,056.0	0.0	0.0	0,0
Wisconsin	1.005,9	980.7	1,043.7	0.0	0.0	0,1

DETERMINACIÓN DEL PUNTO DE CONDENSACIÓN DEL HIDROCARBURO Y DE LA HUMEDAD

Dos enfoques se pueden utilizar para determinar el punto de condensación del hidrocarburo y la humedad: un método de cálculo usando una muestra representativa del gas y un análisis extendido a C14; y una medición directa que usa un instrumento del punto de condensación.

El método de cálculo se ha utilizado con un cierto éxito, pero requiere la atención cuidadosa a los detalles requeridos para obtener una muestra representativa del gas y requiere un análisis a C14 al nivel de ppmv. La

experiencia reciente ha demostrado que la medición directa del punto de condensación es un enfoque simple, práctico y ahora preferido para la determinación del punto de condensación.

Si se sabe que el gas que entra en la instalación es húmedo, es decir, contiene líquidos a la presión de funcionamiento, no hay necesidad de muestrear o monitorear la calidad del gas. La instalación del equipo adecuado de eliminación de líquidos, según lo descrito en "Sistema de eliminación de líquidos," quitará prácticamente el 100% de todos los líquidos presentes. En la descarga del separador, sin embargo, el gas resultante

estará en una condición saturada. Es decir, la temperatura del gas igualará la temperatura del punto de condensación y se requiere el sobrecalentamiento con un mínimo de 50° F/28° C para cumplir con la especificación del combustible GEI 41040E.

Si el gas entrante está en condiciones secas, es decir, la temperatura del gas está a un nivel indeterminado de sobrecalentamiento, entonces el muestreo del gas o la monitorización del punto de condensación es necesario para determinar la calidad del gas.

Muestreo del Gas

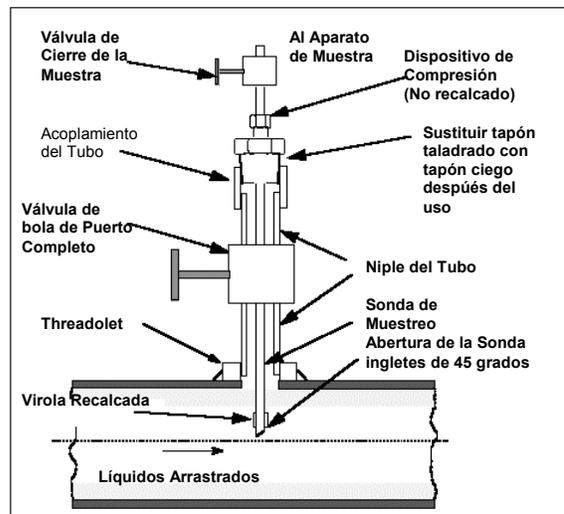
Tres tipos de muestras se utilizan comúnmente para el análisis del gas. Una muestra continua se toma constantemente del gasoducto hacia un cromatógrafo de gases para monitorizar el contenido de BTU. Una muestra compuesta consiste en muchas muestras más pequeñas, cada una tomada a un intervalo especificado de tiempo, para obtener un valor promedio durante varios días o semanas. El tercer tipo de muestra se conoce como la muestra spot. Ésta es la muestra utilizada más menudo para determinar el punto de condensación del hidrocarburo. Esta es retirada del gasoducto por un operador usando un frasco de muestra.

La obtención de una muestra spot en fase gaseosa de gas seco que sea representativa y repetible es esencial para el cálculo del punto de condensación y es el resultado de usar técnicas de muestreo apropiadas. Los procedimientos de muestreo se pueden encontrar en el documento GPA 2166-95 (Referencia 5).

Otros han diseñado sus propios procedimientos de muestreo, e.g., Welker (Referencia 6), que son variaciones de aquellos encontrados en el GPA 2166-95. El procedimiento seleccionado dependerá fundamentalmente de la naturaleza (humedad) y de la temperatura del gas. Sin embargo según lo mencionado arriba, si el gas es húmedo, no hay necesidad de muestrear para la determinación del punto de condensación. Un análisis del gas será requerido si se va a analizar totalmente el sistema de entrega de gas combustible.

Obtener una muestra representativa del gas al grado de precisión requerido para el cálculo del punto de condensación del hidrocarburo es difícil, y se deben tomar precauciones especiales para evitar la generación de líquidos durante el proceso del muestreo. Para mejores resultados, la muestra se debe tomar a, o cerca de la temperatura y presión de funcionamiento de la línea del gas para evitar un enfriamiento como resultado de la expansión.

Una sonda de muestreo se debe utilizar siempre para extraer la muestra de la línea del gas. La sonda de muestreo es un pedazo corto de tubo que se extiende en medio de la corriente de gas. La sonda de muestreo ayuda a minimizar la contaminación de la muestra con líquidos y partículas que pueden estar presentes en las paredes. Si el gas es húmedo y la muestra consiste solamente en la fase del gas, entonces el punto de condensación calculado igualará la temperatura del flujo del gas. Observe que si los cálculos resultan en una temperatura del punto de condensación por arriba de la temperatura del flujo del gas, entonces la muestra se debe



GT25723

Figura 3. Sonda para muestreo de Gas

haber contaminado con líquidos y, o bien el gas está húmedo, o los líquidos fueron generados durante el proceso del muestreo.

Un diagrama de una sonda de muestreo se muestra en la figura 3. Observe que la abertura de la sonda está dirigida corriente abajo. Esto ayuda a la eliminación de líquidos arrastrados con la muestra.

Las sondas temporales de muestreo se pueden instalar y quitar de una línea presurizada por medio de un sello con empaquetadura de glándula y aislar las de la línea usando una válvula de bola de alta calidad. Cuando se quitan la glándula y la sonda de la empaquetadura, se coloca un tapón de tubo para proporcionar un segundo sello en caso de que la válvula de bola presentara una fuga. La figura 3 muestra este arreglo e incorpora una característica ajustable de profundidad de inserción de la sonda que permite que se pueda instalar y quitar la sonda sin despresurizar el gasoducto. Una conexión de tubo está soldada a la línea del gas, que se une a un niple de tubo, a la válvula de bola, a un segundo tapón con niple de tubo o un tapón de tubo con empaque de glándula. Se debe tener cuidado al quitar la sonda de una línea presurizada para evitar la pérdida de la sonda y lesiones posibles al operador. Las sondas comerciales tienen puntas de muestreo expandidas o toques mecánicos que evitan la extracción completa de la sonda con respecto al empaque de Glándula.

Análisis del Gas

Un cromatógrafo de gases se utiliza en el laboratorio o en el campo para analizar la muestra del gas y determinar la composición del mismo.

El análisis determinará la presencia de hidrocarburos y de no-hidrocarburos. Una vez que se determina la composición de los gases, se puede calcular el punto de condensación del hidrocarburo y la humedad, usando uno de varios paquetes disponibles de software.

Análisis Estándar del Gas hasta C 6 +

Un método común para la determinación del valor calorífico es utilizar el análisis estándar. El análisis estándar se realiza de acuerdo con ASTM D1945 (referencia 7) o GPA 2261-95 (referencia 8) y junta todos los hidrocarburos arriba de C 6 y los reporta como "C 6 +." Los resultados del análisis estándar no se deben utilizar para determinar el punto de condensación a menos que se pueda asegurar que no haya hidrocarburos arriba de C 6 presentes (es decir, C 6 pudiera estar presente, pero ningún C 6 +).

Las cantidades pequeñas de hidrocarburos pesados arriba de C 6 incrementan el punto de condensación perceptiblemente. El uso de un análisis estándar puede dar lugar a la determinación de un punto bajo de condensación artificial (véase el ejemplo abajo). En cambio, se debe usar un análisis extendido excepto en los lugares donde no hay presentes compuestos C 6 +.

Análisis extendido del gas hasta C 14

Este tipo de análisis verifica la presencia de hidrocarburos pesados y cuantifica sus cantidades al nivel de C14. El análisis extendido es más complicado y costoso que el análisis estándar, y no todos los laboratorios pueden proporcionar este servicio. Es, sin embargo, el único tipo de análisis que dará como resultado la determinación de un punto de condensación exacto. Un procedimiento del análisis para C1 a C 14 se describe en el documento GPA 2286-95 (Referencia 9).

Al elegir un laboratorio para realizar el análisis del gas, se debe buscar siempre una instalación que se especialice en pruebas y análisis de productos del petróleo. Ellos están familiarizados con los aspectos únicos del análisis y del muestreo del gas natural; muchos ofrecen los servicios y el consejo que no se pueden obtener en otra parte. El análisis al nivel del ppmw de un solo-dígito debe ser solicitado, pero nada menos de dos dígitos (decenas de ppmw) debe ser aceptado. Es importante confirmar que los reportados del laboratorio sean obtenidos por medición y no por un procedimiento matemático simple de normalización hasta seis lugares decimales. Debe ser claro que al manejar concentraciones a este nivel, la limpieza absoluta es esencial y las muestras se pueden contaminar fácilmente en el campo.

Las muestras se deben también tomar a la presión y la temperatura reales del gasoducto para evitar la expansión del gas y la posible condensación de líquidos.

Comparación del análisis estándar y del análisis extendido

Considere el análisis del gas mostrado en la tabla 3, que fue tomada de un suminsitro de gas de una planta de energía en funcionamiento. En este caso, un análisis extendido fue realizado y el análisis estándar fue generado matemáticamente sumando los componentes de C 6+. El punto de condensación calculado del análisis extendido es más de 23°F/12.8°C arriba del calculado con el análisis estándar.

En casos extremos, se han observado diferencias de hasta 100°F/56°C. Los resultados demostrados en la tabla 3 también ilustran la necesidad del muestreo representativo del gas y el análisis exacto debido a la sensibilidad del cálculo del punto de condensación a concentraciones pequeñas de hidrocarburos más pesados. En lo posible, el análisis del gas se debe determinar dentro de límites menores a 10 ppmv.

El uso del análisis estándar para el cálculo del punto de condensación podría llevar a concluir de manera errónea que el gas tiene un grado aceptable de sobrecalentamiento, o el recalentador podría ser de tamaño insuficiente basado en estos resultados. Una excepción a esta generalización puede ser hecha cuando el gas es excepcionalmente seco y donde no se detecta ningún hidrocarburo arriba de C 6. En esta situación, un análisis estándar es aceptable para el cálculo del punto de condensación. Los valores típicos del punto de condensación del hidrocarburo para este gas estarían en el rango de -30°F a -70°F (-34°C -57°C). Sin embargo, se debe tener cuidado al seleccionar un servicio analítico, para asegurarse de que el laboratorio tiene la capacidad para analizar más allá de C6.

La información adicional sobre las trazas de componentes que pueden estar presentes en el gas natural, se puede encontrar en el informe GRI-94/0243.2 (Referencia 10) del Instituto de Investigación del Gas.

Medición del Punto de condensación

Un método para medir el punto de condensación de los hidrocarburos del gas natural y la humedad, ha estado disponible por casi 60 años. La oficina de Minas de Estados Unidos desarrolló un probador del punto de condensación en 1938 (Referencia 11) que funciona basado en el principio de un espejo enfriado. El espejo se contiene dentro de un recipiente bajo presión y se expone a la corriente del gas a la presión del gasoducto. El espejo se enfría gradualmente hasta que las gotitas de condensación comienzan a aparecer en su superficie. Se miden dos puntos de condensación, la humedad y los hidrocarburos, dependiendo de la naturaleza de las gotitas en la superficie del espejo. Este tipo de medición proporciona una lectura directa del punto de condensación sin la necesidad de aplicar correcciones.

Tabla 3
COMPARACIÓN DE LOS ANÁLISIS ESTÁNDAR Y EXTENDIDO
DE GAS EN PUNTOS DE CONDENSACIÓN CALCULADOS HC

Especie	Nombre	Análisis Estándar % en peso de C 6+	Análisis extendido a C 14, % en Peso
N 2	Nitrógeno	2,6206	2,6206
Co 2	Dióxido de carbono	21,0489	21,0489
H 2 O	Vapor De Agua	0,0023	0,0023
CH 4	Metano	53,4414	53,4414
C 2 H 6	Etano	9,4684	9,4684
C 3 H 8	Propano	7,5156	7,5156
C 4 H 10	i-Butano	1,8906	1,8906
C 4 H 10	n-Butano	0,7127	0,7127
C 5 H 12	n-Pentano	0,4612	0,4612
C 6 H 14	n-Hexano	0,8252	0,3840
C 7 H 16	n-Heptano	—	0,3169
C 8 H 18	n-Octano	—	0,1132
C 9 H 20	n-Nonano	—	0,0102
C 10 H 22	n-Decano	—	0,0006
C 11 H 24	u-Undano	—	0,0001
C 12 H 26	Dodecano	—	0,0000
C 13 H 28	n-Tridecano	—	0,0002
C 14 H 30	n-Tetradecano	—	0,0000
Totales		100,0000	100,0000
HC Punto de condensación @ 465 psia		37,6	60,9

La presión dentro de la cámara se puede variar para determinar el efecto sobre el punto de condensación.

El Detector del Punto de Condensación de la Oficina de Minas

El instrumento simple desarrollado por la Oficina de Minas ha sido comercializado por lo menos por un Fabricante en los E.E.U.U.. El principio de la operación se describe arriba. Este tipo de instrumento es portátil e intentado para el muestreo spot, requiriendo un operador con cierta habilidad y experiencia para alcanzar resultados repetibles. GE tiene experiencia con este instrumento y puede proporcionar una cantidad limitada de información y de consejos acerca de su uso

Este método de determinar el punto de condensación se ha convertido en el acercamiento preferido porque es una medida directa que no requiere ninguna calibración ni cálculo ni interpolación de los datos de las características físicas de los compuestos complejos de hidrocarburos. Para un modelo del sistema de gas, sin embargo, las muestras del gas y el análisis subsecuente todavía se requieren para determinar las reducciones de la temperatura por expansión y el riesgo de la condensación de líquidos. Las mediciones del punto de condensación complementan las mediciones de las muestras de gas y ayudan con la calibración del modelo.

Las ventajas del probador del punto de condensación de la oficina de minas son:

- La eliminación de la incertidumbre relacionada con el muestreo y el análisis como medio primario para la determinación del punto de condensación.
- Simple y fácil de utilizar
- La precisión anunciada es +/-0,2 ° F (+/-0,1° C) para un usuario experimentado
- Identifica puntos de condensación de la humedad, del hidrocarburo, del glicol y del alcohol
- No se requiere energía eléctrica. Es intrínsecamente seguro.

Monitorización automática del Punto de Condensación

Un dispositivo en línea para determinar automáticamente el punto de condensación del hidrocarburo tiene muchas ventajas sobre las dificultades involucradas con el muestreo del gas y los análisis extendidos. Desde agosto de 1996, sin embargo, se ha identificado solamente un fabricante comercial que hace este tipo de equipo. Las ventajas de monitorizar automáticamente el punto de condensación del hidrocarburo incluyen:

- La eliminación de la incertidumbre relacionada al muestreo y al análisis como medio primario para la determinación del punto de condensación.
- Potencial para automáticamente ajustar la temperatura del gas con los cambios en el punto de condensación del hidrocarburo como resultado de cambios transitorios y a largo plazo en la composición del gas
- Eliminación de la adición innecesaria de calor y de la posible disminución de la eficacia total de la planta.
- Una alarma para alertar a los operadores de la planta de que pueden resultar daños potenciales si no se toman acciones correctivas, p.e. el aumento de la temperatura del sobrecalentamiento.

GE está en proceso de evaluar un monitor de este tipo y espera probar en el campo una unidad durante finales de 1996 y principios de 1997.

Detector de los Líquidos del Gas

Un dispositivo alternativo de la detección de los líquidos ha sido utilizado por Gasunie, una compañía de transporte por gasoductos en los Países Bajos. Este Dispositivo extrae una muestra pequeña del gas que se enfría al Punto de condensación máximo permitido para el gas entrante. Si se condensan los líquidos, se excluye al proveedor del gas hasta que se toma una acción correctiva. Un proveedor comercial en Europa vende un dispositivo que funciona en base a este principio.

RECOMENDACIONES ACERCA DEL EQUIPO DE LIMPIEZA Y SU DIMENSIONAMIENTO

Al especificar el equipo de limpieza del gas, es importante que se tome en cuenta no solo el tamaño y la capacidad de eliminación del equipo, sino también el proceso total de eliminación de sólidos y líquidos. Si se requiere equipo de separación de líquidos incluyendo un filtro aglomerador, entonces se realiza automáticamente la eliminación de sólidos.

Si se sabe que el gas está seco, y que cumple con el requerimiento del mínimo de 50° F/28°C sobrecalentamiento y no hay instalado ningún equipo de eliminación de líquidos (p.e., algunos LNG cumplen con este requisito), entonces será requerido un sistema de eliminación de partículas por filtración.

Sistema de eliminación de partículas

El equipo de eliminación de partículas recomendado es un sistema de filtración que ha sido diseñado con una clasificación nominal de eliminación de 3 micras o menos. El equipo está normalmente disponible en una configuración vertical y consiste en una serie de elementos filtrantes paralelos unidos a un espejo (placa de tubos). Se cambian

los elementos cada vez que exista una caída predeterminada de presión para una cantidad volumétrica dada del flujo del gas.

Para unidades con picos de eliminación, es aceptable instalar un recipiente de filtro pero para unidades con carga de base, se requieren dos unidades localizadas en una disposición duplicada. La disposición duplicada permite el aislamiento de un recipiente para mantenimiento mientras que el otro está en operación. Bajo ninguna circunstancia se debe instalar una línea de derivación para propósitos de mantenimiento.

El dimensionamiento del equipo se puede determinar basado en lo tratado con el vendedor. En general, las únicas consideraciones para el dimensionamiento son la capacidad de retención de la suciedad y la caída de presión admisible, que determinan el tamaño del recipiente y el número de elementos. Si el gas se va a calentar antes de la filtración, entonces los elementos filtrantes deben cumplir con los requisitos máximos de la temperatura del gas.

Se deben tener consideraciones especiales al arranque de una nueva instalación o después de que se han hecho trabajos en la línea de suministro del gas. Bajo estas circunstancias, los desechos de construcción estarán presentes y serán arrastrados muy probablemente con el gas a medida que se incrementa la velocidad del flujo. Se instalan coladores de malla fina en la línea de gas como filtros de última ocasión inmediatamente corriente arriba de las válvulas de control y de los cabezales de gas para evitar que se tapen las boquillas de combustible. Los coladores en la admisión a los cabezales de gas son temporales y serán desmontados antes de la operación comercial. Los coladores de cuarenta micras evitarán el hecho que se tapen las boquillas a corto plazo pero no las protegen completamente contra problemas de erosión a largo plazo. Por esta razón, la instalación de los coladores de última ocasión no se debe considerar un sustituto para los filtros de partículas simplex o duplex, correctamente diseñados.

El colador en el tubo de suministro está instalado de manera permanente (Desmontable para propósitos de limpieza) y protege a las boquillas de combustible y actúa permanentemente como bandera para indicar el incumplimiento con la esp. GEI 41040E. Un sistema de filtración bien diseñado evitará la acumulación de partículas en el filtro una vez que la suciedad inicial y otros contaminantes hayan sido eliminados del sistema.

Sistema de Eliminación de Líquidos

El sistema recomendado de limpieza incluirá el equipo siguiente en el siguiente orden:

- Estación de reducción de presión
- Separador en seco
- Filtro/separador
- Recalentador

En circunstancias especiales, se puede requerir un calentador adicional corriente arriba de la estación de reducción de presión si la presión entrante del gas es inusualmente alta, arriba de aproximadamente 1.000-psia/6.895 kPa, o si el gas tiene un alto contenido de humedad. En esta situación la expansión y el enfriamiento corriente abajo de la válvula de reducción de presión pueden requerir calefacción corriente arriba para evitar la formación de hidratos y los hidrocarburos condensados que de otra manera permanecerían en la fase del gas a través del proceso de remoción de los líquidos. Un solo calentador, lo más probable, no proporcionará suficiente energía para alcanzar el mínimo de 50°F/28°C de sobrecalentamiento requerido en el módulo de admisión de control del gas, mientras que al mismo tiempo, puede evitar la recolección de los líquidos libres por las razones indicadas arriba.

Los calentadores comúnmente se encuentran corriente arriba de los depuradores/separadores y de los filtros/separadores. Mientras que esto puede ser aceptable para algunos usos, esta disposición no se recomienda para los usos de la turbina de gas. La calefacción del combustible corriente arriba de un separador incrementará la temperatura del gas, posiblemente arriba del punto de condensación, y se eliminarán pocos o nada de líquidos. Una falta de líquidos en el tanque de drenaje del separador no es ninguna garantía que el combustible llegará a cumplir con los requisitos del GEI 41040E. Una calefacción adicional se puede requerir para llegar a alcanzar el mínimo de 50°F/28°C de sobrecalentamiento requerido.

Equipo de Proceso

Para asegurar que el equipo adecuado se ha especificado para un gas combustible dado, lo siguiente debe ser investigado antes de suministrar y de instalar cualquier equipo de proceso de gas en un sitio en particular.

- Para una planta existente de energía, un muestreo exacto del gas y un análisis del sitio tomado corriente arriba y antes de cualquier equipo de tratamiento de gas combustible, y también en el cabezal de combustión del gas combustible de la turbina de gas.
- Para una nueva construcción, las muestras se deben tomar de una corriente de gas que fluya en el gasoducto tan cerca como sea posible al sitio propuesto, y también:
- Revisiones del sitio por los representantes técnicos de los fabricantes del equipo de Tratamiento en línea del gas
- El diseño del equipo de tratamiento de gas combustible debe ser revisado por el ingeniero responsable.

PASOS DE DISEÑO PARA EL DIMENSIONAMIENTO Y UBICACION

El acondicionamiento del gas combustible requiere el retiro de contaminantes líquidos y sólidos de la corriente del gas. Hay varias maneras de lograr esto, la más común es el uso de los separadores centrífugos, de los eliminadores de

lodo y de niebla seguidos por filtros de gas y una combinación de separadores de líquidos/sólidos.

La primera etapa que se requiere para seleccionar el equipo adecuado es un análisis detallado del gas disponible. Esto debe incluir un análisis de la muestra del gas de diversas fuentes, por ejemplo después de la reducción de la presión, de la estación del compresor, o de otra fuente que sea representativa del gas exactamente corriente arriba de la turbina de combustión de gas.

La segunda etapa en el proceso de selección es el dimensionamiento del equipo. Puesto que la eficiencia del equipo en el primer elemento arriba mencionado caerá con una reducción a través del mismo, se recomienda que el punto de diseño del equipo de separación por inercia esté seleccionado un 5% ó 10% debajo de la velocidad de flujo máxima prevista. La mayoría de los separadores por inercia mantendrán una eficiencia alta hasta 10% arriba de la velocidad de flujo diseñada; verifique con el proveedor para detalles.

El equipo se debe situar tan cerca como sea posible a la turbina de combustión de gas. Esto es especialmente cierto en el caso del recalentador puesto que los líquidos se pueden condensar en la línea corriente debajo de este recalentador después de que la unidad haya parado—cuanto más corta es la línea, menor es el volumen de condensados.

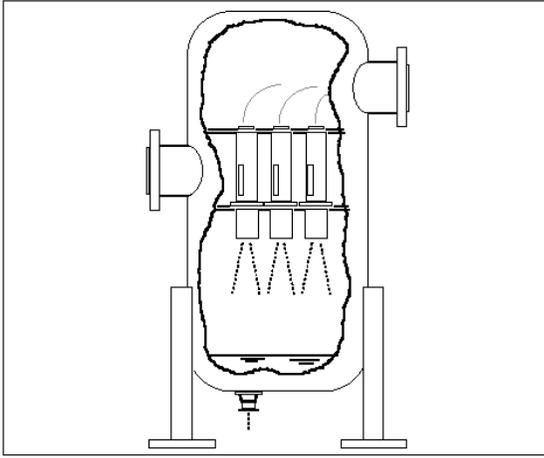
Descripción del Equipo de Proceso

A continuación se dá una breve descripción y un bosquejo simplificado de los diversos tipos del equipo de limpieza:.

Depuradores Secos

Los depuradores secos son los separadores por inercia de ciclón múltiple que eliminan líquidos y materiales sólidos sin el uso de aceites o líquidos de lavado. Una sección transversal representativa típica se muestra en la figura 4. Son virtualmente libres de mantenimiento, a excepción de la purga del tanque de drenaje. Un depurador de ciclón múltiple funcionará con una alta eficacia de separación, mayor a 4:1 de rechazo en tasa de flujo volumétrico. Solamente una turbina de gas se debe, por lo tanto, colocar corriente abajo de cada depurador seco. No se recomienda un depurador seco generalmente para las condiciones de “slugging”; sin embargo, un diseño modificado del depurador seco se puede tener disponible para manejar el “slugging”

Los depuradores secos deben ser combinados con filtros coalescentes aglomeradores para proporcionar protección sobre el rango completo de operación de la turbina de gas. Existen configuraciones verticales y horizontales disponibles. Típicamente, las unidades verticales se utilizan para cantidades de flujo volumétrico relativamente pequeñas, para una sola turbina de gas; las unidades horizontales se utilizan para tratar cantidades de flujo volumétrico más grandes, como las experimentadas en los gasoductos.



GT25724

Figura 4. Depurador seco vertical multi ciclón

En algunos casos, un depurador seco se puede instalar para proteger una estación de reducción de presión que sirva a varias turbinas de gas. En esta situación, se puede esperar algún arrastre de líquido cuando la demanda de gas es baja debido a la carga baja o a las operaciones fuera del servicio lo que extiende el rechazo más allá de las recomendaciones del fabricante.

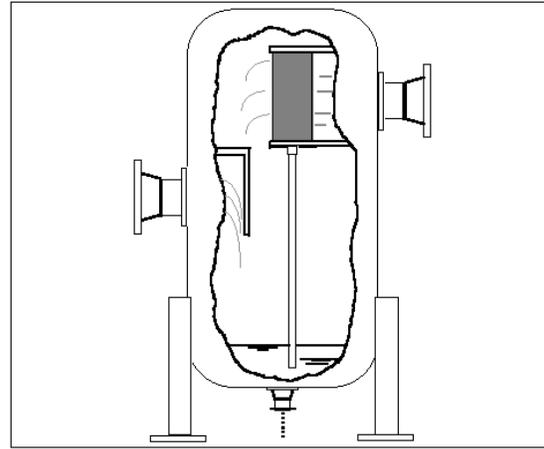
Separador de Gas

Un separador de gas funciona basado en un principio de separación por inercia similar al depurador seco multi ciclón.

La figura 5 muestra una vista seccional de un separador típico de gas de este tipo. El gas húmedo pasa a través de un deflector de admisión para remover las partículas líquidas y enseguida a través de una serie de aletas anguladas que imparten fuerzas inerciales a las gotitas de líquido remanente. Las gotitas golpean las aletas y son eliminadas de la corriente del flujo por gravedad. Los separadores de aletas están disponibles en configuraciones verticales u horizontales y se recomiendan para los usos donde el “slugging” puede ocurrir.

Filtro Coalescente (Aglomerador)

Los filtros coalescentes se utilizan normalmente en conjunción con un depurador seco donde se requiere la remoción de prácticamente todas las gotitas de líquido. Típicamente, los filtros coalescentes quitarán todas las gotitas y sólidos mayores a 0,3 micras. La unidad de filtro consiste en un recipiente vertical, a presión, que contiene un cierto número de cartuchos de filtración tubulares y paralelos. Dependiendo del proveedor, el flujo del gas de admisión puede ser del interior del tubo o del exterior del tubo. Un deflector en la admisión desviarán los líquidos y partículas más grandes al drenaje. El gas húmedo que contiene gotitas finas fluye a través del filtro donde las gotitas chocan con el material fibroso



GT25725

Figura 5. Separador vertical de gas (Tipo aleta por inercia)

del filtro. Las gotitas se unen con otras y se aglomeran en gotas más grandes que después se eliminan del elemento filtrante por gravedad y se colectan en el drenaje.

Una vista seccional de un filtro coalescente se muestra en la figura 6. El gas se incorpora al interior de los elementos filtrantes y fluye hacia fuera. Las gotitas de líquido muy pequeñas se unen en gotitas más grandes mientras viajan a través de los elementos filtrantes. Estas gotitas grandes después caen de la superficie externa de los elementos hacia el fondo del recipiente. Un filtro del tamaño correcto evitará el arrastre de gotitas líquidas en la corriente de gas, pero la eficacia de este dispositivo bajará dramáticamente si funciona más allá de su velocidad de flujo de diseño.

Los filtros coalescentes siempre deben ser precedidos por un dispositivo de eliminación de líquidos y sólidos de la etapa 1 para evitar la entrada de cantidades importantes de contaminantes. Los elementos filtrantes requieren el reemplazo periódico; siendo deseable la duplicación. La instalación de filtros coalescentes debe ser considerada seriamente donde se localizan los compresores de gas; éstos son los únicos dispositivos capaces de quitar las neblinas finas de aceite que se introducen a veces en la corriente de gas del compresor.

Separadores de Combinación

El filtro separador combina elementos filtrantes cambiables junto con un eliminador de neblina de aletas en un solo recipiente, según lo ilustrado en la figura 7. El gas primero pasa a través de los elementos filtrantes, permitiendo a las partículas líquidas más pequeñas unirse mientras se eliminan los sólidos.

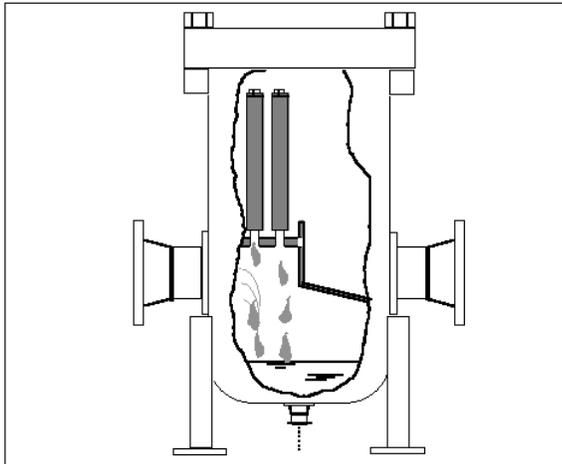


Figura 6. Filtro Coalescente

GT25726

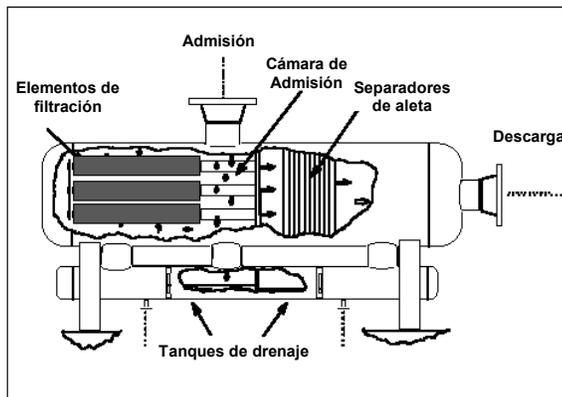


Figura 7. Filtro - Separador combinado

GT25727

Debido al efecto de coalescencia (aglomeración), la aleta puede quitar más partículas líquidas libres que el depurador seco o el separador vertical de gas por sí solos. Esto combina la eficacia del separador de aleta con la del filtro coalescente en un solo recipiente.

Al igual que con el filtro coalescente descrito arriba, el filtro separador mantiene su eficacia de separación garantizada de 0% al 100% de su capacidad flujo de diseño. Los filtros separadores se utilizan a menudo en lugar de filtros, cuando se esperan altas cargas de líquidos.

El filtro separador también quita los sólidos de la corriente de gas, pero se debe sacar fuera de línea periódicamente para reemplazar los elementos filtrantes sucios. Por esta razón, las unidades cargadas en base requieren un arreglo duplex que permita que el mantenimiento sea realizado en una unidad mientras que otra está en servicio.

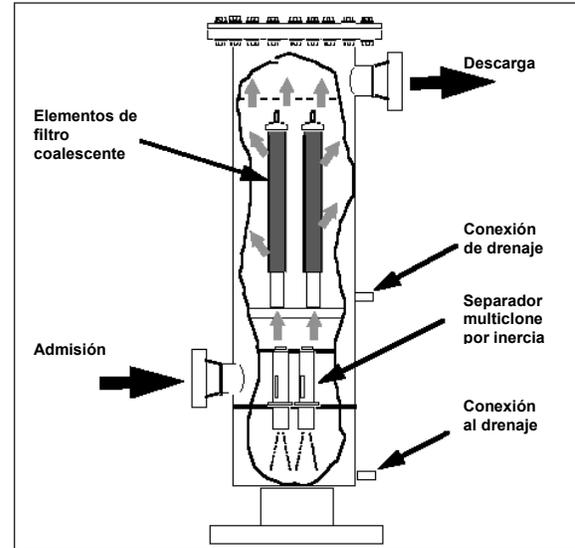


Figura 8. Separador absoluto

GT25728

Separador Absoluto

El separador absoluto mostrado en la figura 8 es un dispositivo de dos etapas similar al filtro/separador, excepto que la unidad se configura en un arreglo vertical y el método de separación se invierte. Aquí, los multiciclones o las aletas se utilizan de manera inercial para separar las gotitas más grandes en la primera etapa.

El gas parcialmente limpio pasa a la etapa 2, que consiste en los filtros de coalescencia. El flujo a través de los filtros es del interior hacia fuera. Las gotitas unidas se aglomeran en la parte exterior del filtro y después se drenan por gravedad a un tanque de captación. Hay varias ventajas en este tipo de dispositivo de eliminación de líquidos, incluyendo una eficacia más alta de eliminación en el rango de 0,01 a 4 micras de diámetro de gota. La eliminación por inercia de sólidos y de líquidos en la sección primaria del separador también descarga los elementos filtrantes en la segunda sección, permitiendo que se utilicen menos, reduciendo así el diámetro total del recipiente.

Calentamiento del Combustible

El calentamiento del combustible para elevar la temperatura del gas a 50°F/28 °C arriba del punto de condensación del hidrocarburo se puede requerir de acuerdo con la especificación del combustible GEI 41040E. Tres tipos básicos del calentador están disponibles; cada uno tiene ventajas y desventajas económicas, de mantenimiento y de funcionamiento.

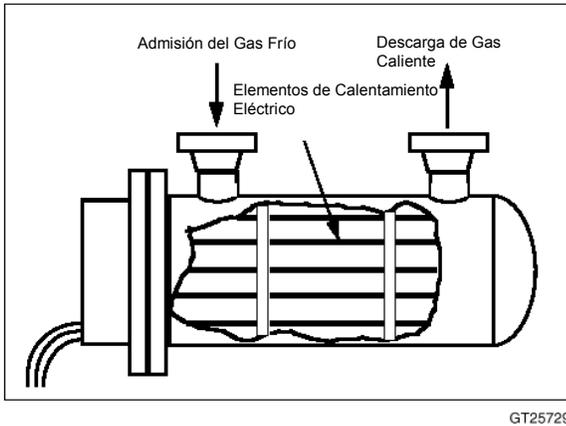


Figura 9. Calentador eléctrico de gas

Calentadores Eléctricos

Los calentadores eléctricos son el tipo más conveniente de calentador de combustible a utilizar y a instalar. La figura 9 muestra una vista seccional de un calentador eléctrico. Un sistema de control simple puede mantener una temperatura constante de salida o un incremento constante de la temperatura dentro de los límites de capacidad del equipo mientras que la velocidad de flujo del combustible varía. La eficacia térmica está cerca del 100% en lo referente a que toda la electricidad usada es convertida en calor y utilizada para subir la temperatura del gas, descuidando pérdidas al ambiente. La electricidad utilizada para activar el equipo, sin embargo, se está produciendo al 30% ó 40% de la eficacia por máquinas de ciclo simple; la eficiencia energética total es de aproximadamente la mitad, o menos que la de los calentadores con combustible de gas o de aceite.

El costo de capital es el más bajo de los tres tipos, pero los gastos de explotación son, por lo tanto, más altos, mientras que el costo de mantenimiento es relativamente bajo. El calentador eléctrico es simple en su construcción, es compacto y requiere una cimentación más pequeña. Los elementos del calentamiento pueden ser reemplazados fácilmente y no se requiere ningún líquido intermedio de

transferencia de calor, lo cual es una preocupación en climas helados, lo que reduce costos de mantenimiento.

Calentadores con combustible de gas o de aceite

Los calentadores de este tipo son fácilmente disponibles y ya en uso a través del mundo. La figura 10 muestra una vista seccional de este tipo de calentador. Un líquido intermedio de transferencia de calor se utiliza generalmente para propósitos de seguridad.

En climas fríos, una mezcla de etileno glicol y de agua o su equivalente, evita el congelamiento, eleva la temperatura de ebullición del agua y reduce el área superficial de intercambio de calor. La eficacia térmica de estas unidades es razonablemente alta; arriba del 80% del calor generado es transferido al gas y el resto se descarga en el gas del humero o chimenea. Calor agregado al gas combustible, sin embargo, reduce la cantidad de combustible requerida por la turbina del gas y compensa el combustible requerido por el calentador hasta un cierto grado.

Se requieren cimentaciones más grandes para este tipo de calentador, y varios quemadores se pueden requerir para proporcionar capacidades térmicas mejoradas, y de volteo. Los costos de funcionamiento son perceptiblemente más bajos que un calentador eléctrico, pero el mantenimiento y los costos de capital son más altos. La dificultad en responder a los cambios rápidos de la demanda de combustible de la turbina de gas puede ser un problema para las unidades con picos o durante el arranque.

Calentadores con Combustible de recuperación

Esto es una opción para las unidades de ciclo combinado donde el calor de grado inferior (agua caliente) puede estar fácilmente disponible. La ventaja de este tipo de calentador es que no se incurre en ninguna consecuencia por el combustible y la eficacia térmica total de la planta de energía puede ser aumentada. Las desventajas son el costo más alto, mantenimiento y costos de instalación incrementados debido a cimentaciones más grandes.

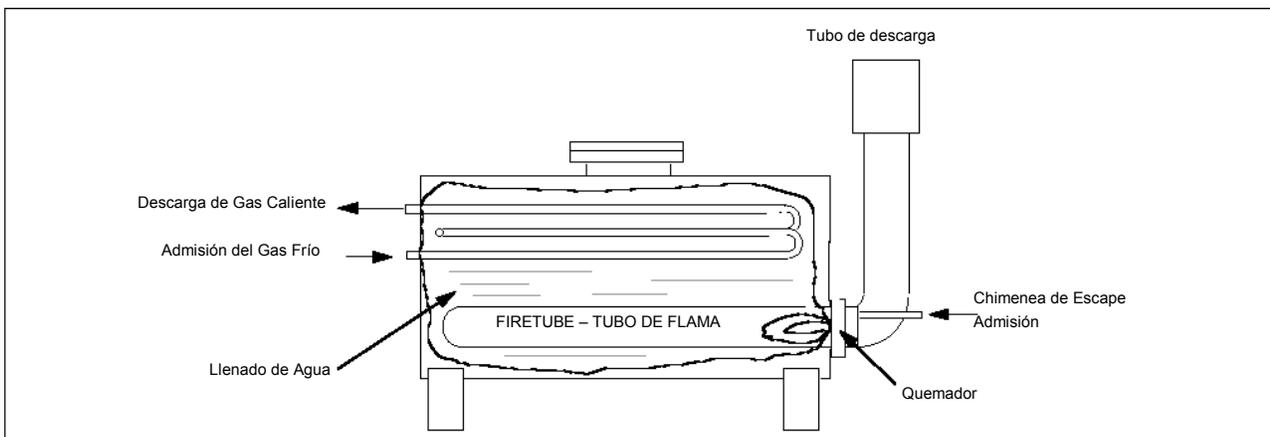


Figura 10. Calentador indirecto con gas combustible

GT25730

Este tipo de sistema está más adaptado a las unidades cargadas en base debido a la falta de la calefacción durante el arranque. La construcción es del tipo de tubos y coraza y es más pesada que el calentador de combustión indirecta para acomodar el suministro de agua presurizada de 400+ psia/2758+ kPa. Un calentador típico de coraza y tubos se muestra en la figura 11.

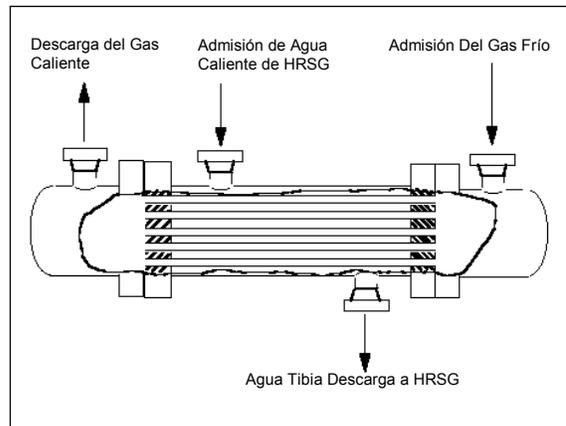
Calentadores de Fuente dual

Estos calentadores de gas combustible son similares al calentador de combustible de calor residual pero se pueden también alimentar usando un quemador remoto de gas. La ventaja de este tipo de calentador es que el quemador remoto puede ser utilizado si la turbina de gas está funcionando en modo de ciclo simple y durante el arranque, para asegurarse de que el gas está totalmente libre de líquidos durante todas las fases de la operación. La figura 12 muestra un esquema simplificado — sin válvulas de control — que ilustra la fuente doble de calor.

Arreglo del Equipo

Para los sitios donde es desconocida la calidad específica del gas se recomiendan, un separador vertical de gas seguido por multifiltros duplex (multi-tubos) o un filtro separador y un recalentador. Cada una de las unidades duplex se debe diseñar para el 100% de la velocidad de flujo del sistema, de modo que una pueda permanecer en línea mientras que se está realizando el mantenimiento en la otra.

Los siguientes son seis sistemas de acondicionamiento del gas, desde el depurador más simple hasta el módulo tipo paquete más complejo diseñado específicamente para llegar a cumplir con la necesidad individual de un cliente.



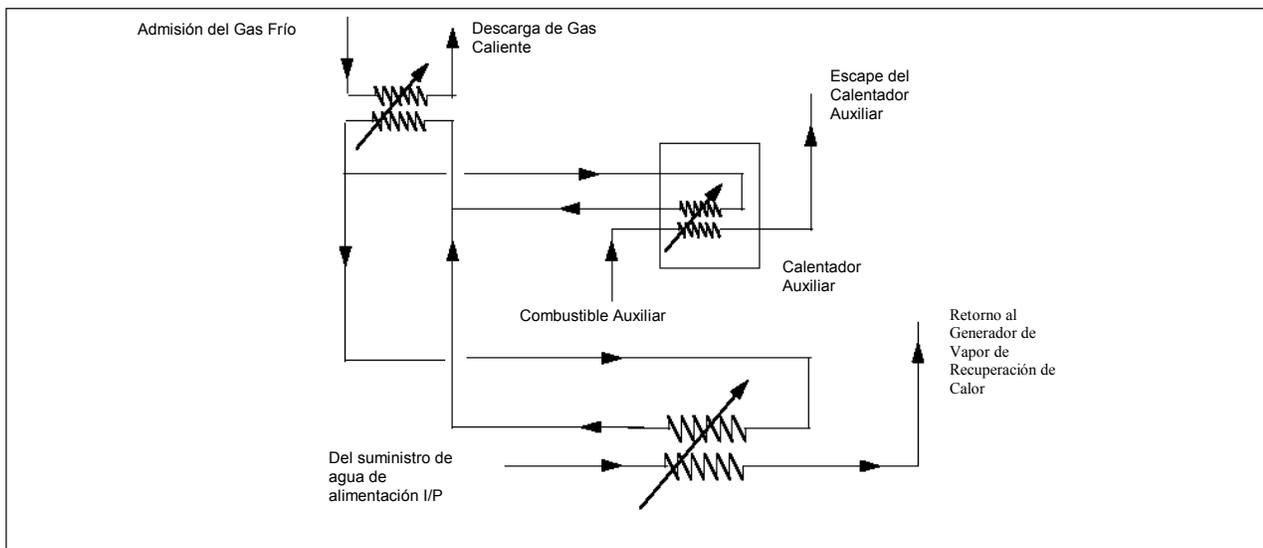
GT25731

Figura 11. Calentador de gas combustible, de calor residual

Si el gas es seco, con amplio sobrecalentamiento, y las variaciones diarias, semanales, y mensuales previstas son bien conocidas, entonces un filtro de partículas simplex o duplex, según lo mostrado en la figura 13, es todo lo que puede ser requerido. Un ejemplo de este tipo de uso es un sitio que quema LNG donde el proveedor ha garantizado hidrocarburos no superiores a C5 y donde la temperatura del gas entregada al Sitio está bien arriba del punto de condensación del hidrocarburo.

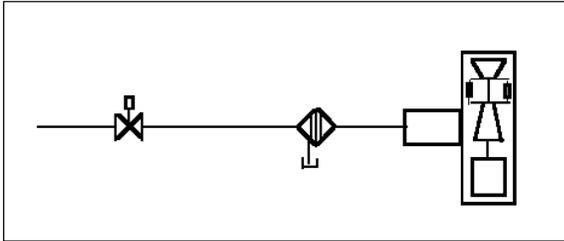
Por ejemplo, un gas con una humedad y un punto de condensación del hidrocarburo menor a $-50^{\circ}\text{F}/-46^{\circ}\text{C}$ y una temperatura de entrega del gas de cerca de $55^{\circ}\text{F}/13^{\circ}\text{C}$ cumple con esta descripción.

Se debe tomar en cuenta la caída de temperatura a través de la estación de reducción de presión, pero con una temperatura de sobrecalentamiento de $105^{\circ}\text{F}/35^{\circ}\text{C}$, no debe haber preocupaciones por la condensación de líquidos.



GT25732

Figura 12. Esquema simplificado para un calentador de gas combustible de doble fuente



GT25733

Figura 13. Filtración de partículas simple usada para gas seco

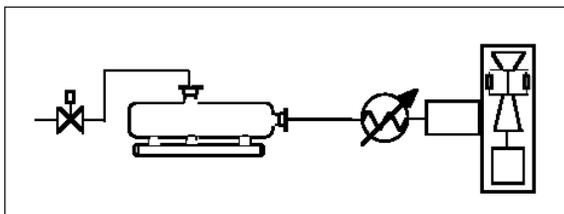
Hay una necesidad para la eliminación de partículas, sin que importe la calidad del gas, puesto que las partículas se pueden generar por el desprendimiento de costras del óxido y de otros productos de la corrosión dentro del gasoducto. El gasoducto de acero inoxidable es requerido corriente abajo del filtro de partículas.

Si el gas es húmedo pero sin líquidos excesivos y ningún potencial de formar costras corriente arriba de la estación de reducción de presión, se recomiendan filtros/separadores simplex/duplex, seguido por un calentador que proporcione un mínimo de 50° F/28° C de sobrecalentamiento. La figura 14 muestra este arreglo con un solo filtro/separador.

Si la caída de presión por la válvula de reducción de presión es mayor de 300 psi/2.068 kPa y la reducción de la temperatura podría causar costras corriente abajo, es posible que se requiera un depurador seco corriente arriba del separador dependiendo de las recomendaciones del fabricante. La figura 15 muestra este arreglo.

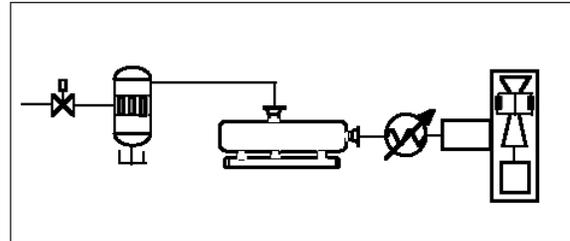
Si el gas es húmedo y las partículas o costras están presentes en el suministro entrante del gas, es posible que se requiera un depurador seco corriente arriba de la estación de reducción de presión. El Figura 16 ilustra este arreglo. Un filtro separador también se requiere para proporcionar la protección contra el 100% del rango del flujo y para minimizar cualquier arrastre del líquido al calentador.

Si el gas entrante tiene un potencial para la formación de hidratos, se pueden requerir un depurador seco y un calentador corriente arriba de la estación de reducción de presión, según lo mostrado en la figura 17. Un filtro/separador y un



GT25734

Figura 14. Para gas húmedo con condiciones no formadoras de costras, corriente arriba de la estación de reducción de presión



GT25735

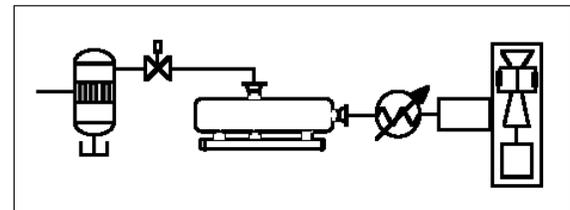
Figura 15. Depurador seco instalado para proteger el filtro separador contra condiciones excesivas de "slugging" (Desconchamiento, Descostramiento)

recalentador se requieren como antes. La entrada de calor puede ser minimizada corriente arriba, calentando a un nivel que evite la formación de hidratos y permite que el filtro/separador corriente abajo elimine los líquidos por separación física.

La temperatura de formación de hidratos puede estar por arriba o por debajo de la temperatura del punto de condensación del hidrocarburo, dependiendo del contenido de agua y de la composición del gas. Si está arriba del punto de condensación del hidrocarburo, entonces un rearrreglo del equipo puede ser beneficioso para evitar la instalación de dos calentadores. Una temperatura mínima de sobrecalentamiento de de 50° F/28° C se debe mantener en la admisión del módulo del gas.

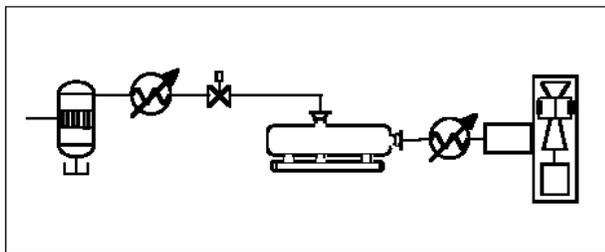
Si hay unidades múltiples actualmente en el sitio, un sistema común de limpieza se utiliza a menudo para proteger la estación de reducción de presión, pero los filtros/separadores individuales y los calentadores deben entonces estar instalados corriente abajo para proteger cada unidad. La figura 18 muestra el arreglo de los filtros/separadores y recalentadores individuales.

La figura 19 muestra un sistema típico de compresión de gas usado donde la presión de entrada del gas está demasiado baja para llegar a alcanzar los requisitos de presión del documento GEI 41040E. En esta situación, se puede tomar ventaja del calor de la compresión para evitar el costo de un recalentador del gas. El calor suficiente se agrega normalmente a la corriente del gas que es el gas sobrecalentado, mucho mayor que el requisito mínimo de 50° F/28° C.



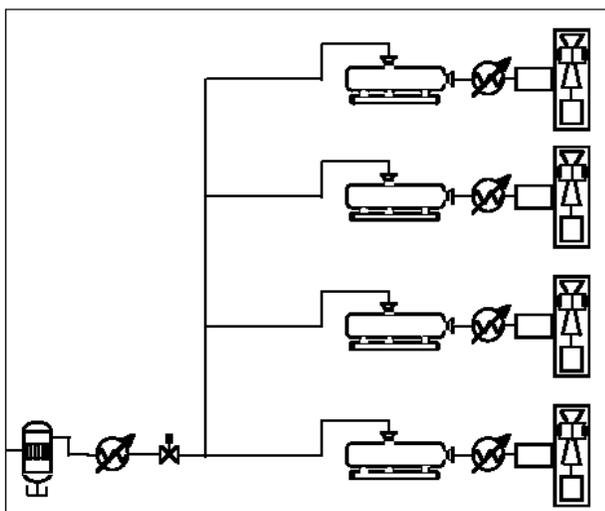
GT25736

Figura 16. Gas entrante húmedo con potencial para formar costras, corriente arriba de la estación de reducción de presión.



GT25737

Figura 17. Depurador seco y calentador para proteger la estación de reducción de presión contra la acumulación de hidratos de gas



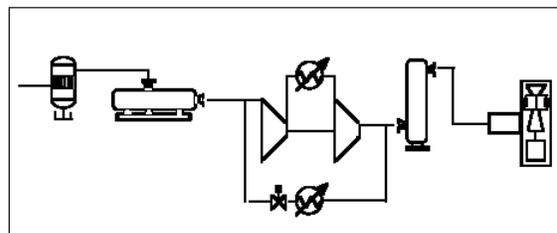
GT25738

Figura 18. Protección común para la estación de reducción de presión y las turbinas de gas múltiples, cada una protegida individualmente

Sin embargo, se debe prestar atención al arrastre potencial del aceite de lubricación del compresor, y la instalación de un filtro de coalescencia o de un separador absoluto se debe proporcionar como parte del paquete del compresor. Si la pérdida de calor en la línea de gas a la turbina es excesiva, entonces un filtro coalescente y un recalentador se pueden requerir corriente abajo de la estación del compresor para recuperar los 50 ° F/28 ° C de sobrecalentamiento.

Dependiendo de la temperatura de salida del interenfriador de recirculación, la línea de recirculación puede ser introducida en la admisión del compresor o corriente arriba del equipo de limpieza del gas. Hay una cierta ventaja en introducir la línea de recirculación corriente arriba del equipo de limpieza en que el flujo volumétrico a través del equipo de separación estará más cercano a un valor constante mientras que la carga en la turbina de gas aumenta o disminuye.

Los sistemas de lavado del gas descritos aquí, son solamente ejemplos. Las necesidades específicas de cada sitio individual se deben determinar cuidadosamente, y el diseño del equipo y del sistema se debe seleccionar por consiguiente. No es suficiente, sin embargo,



GT25739

Figura 19. Compresor de gas de dos etapas que proporciona más de 50 ° F/28 ° C de sobrecalentamiento

seleccionar independientemente el equipo basado en la alta eficacia demandada solamente; el sistema entero se debe evaluar y modelar preferiblemente para determinar la sensibilidad total del sistema a los cambios en la composición del gas, la temperatura, la presión y la velocidad total del flujo. GE ofrece un servicio de ingeniería que proporciona respuestas a estas preguntas.

ACCIONES CORRECTIVAS SI ESTÁ PRESENTE EL GAS HÚMEDO

Si se sabe que el gas húmedo está presente en la admisión del módulo del gas, se recomienda altamente que la unidad se saque de servicio donde sea práctico hasta que se pueda determinar el grado del problema. Un fallo de toma de acciones aumenta significativamente el riesgo de un incidente que pueda provocar daños al equipo, desde daños en la boquilla de combustible del quemador o en la boquilla de la etapa 1 y los álabes.

Si las recomendaciones contenidas en este informe se han seguido, entonces el problema podría ser tan simple como que un calentador de combustible se ha disparado. Si esto es una condición preexistente y el equipo de limpieza no ha estado instalado o es inadecuado, se debe consultar a uno o más proveedores del equipo de limpieza del gas o se debe consultar a GE Global Services Engineering para recomendaciones.

Como mínimo, si se sabe que el gas húmedo está presente, los líquidos libres se deben eliminar y el gas se debe sobrecalentar.

SERVICIO DE INGENIERÍA PARA UN SISTEMA DE GAS COMBUSTIBLE GE

Para asistir a los clientes en el diseño de nuevos sistemas de gas combustible o para examinar los sistemas existentes, GE ofrece un servicio de ingeniería para evaluar diseños propuestos o existentes y para hacer recomendaciones para mejoras destinadas a cumplir las especificaciones del combustible actuales. El examen puede incluir una visita al sitio, un análisis del gas y un

modelo del sistema para demostrar donde ocurrirá la condensación líquida y el cálculo de la entrada requerida de calor para mantener 50 ° F/28 ° C de sobrecalentamiento.

RESUMEN

El acondicionamiento apropiado del gas es crítico para la operación apropiada del equipo de combustión de baja-emisión de tecnología avanzada. Es también aplicable a los sistemas de combustión pre-DLN para proteger completamente el equipo y la trayectoria del gas caliente a medida que la calidad del gas entregado se continúa deteriorando bajo la presión de fuerzas económicas en los Estados Unidos y en países de ultramar.

Las características del gas combustible y los requisitos de calidad son tratados por la especificación de gas combustible de GE. Este documento proporciona la información de fondo y se puede utilizar como guía para la especificación y el arreglo del equipo de limpieza necesario para llegar a cumplir con este requisito. Varios aspectos se consideran, incluyendo la eliminación general de líquidos, partículas y otros contaminantes, junto con recomendaciones acerca del muestreo, el análisis y la medición del punto de condensación del gas.

El equipo de limpieza se proporciona a menudo para proteger la estación de reducción de presión, pero no se debe confiar solamente en éste sin un análisis del sistema para cumplir con la especificación GEI 41040E. Antes de comprar el equipo, se recomienda que el sistema entero de gas combustible desde un punto justo corriente arriba de la estación de transferencia, desde la custodia a la conexión del comprador en el módulo de admisión del combustible de gas, se considere en la evaluación sobre el rango previsto de condiciones de funcionamiento. Varios programas de simulación de proceso están disponibles comercialmente mismos que le ayudarán con esta tarea, o bien, GE puede proporcionar esta evaluación como servicio.

RECONOCIMIENTO

Este documento es el resultado de varias discusiones con clientes y con el personal de GE en la división de generación de energía y en el Centro Corporativo de Investigación y de Desarrollo. El autor quiere agradecer la contribución de mucha gente involucrada, sin cuya ayuda esta compilación no habría sido posible.

APÉNDICE

A: Los compuestos de hidrocarburos encontrados en el gas natural

Hidrocarburos Saturados- de Cadena Continúa

La tabla 1A muestra una lista de hidrocarburos saturados de cadena continua hasta C14, conocidos como alcanos (también llamados parafinas). Éstos son los hidrocarburos que no reaccionarán con el hidrógeno; pueden ser reconocidos fácilmente por el nombre del compuesto terminando en -ano. Las fórmulas para los hidrocarburos saturados siguen la regla simple de $C_n H_{2n+2}$.

Para los compuestos saturados isoméricos del hidrocarburo, la fórmula química se puede determinar fácilmente del nombre, p.e. heptano di-metil es un isómero de un hidrocarburo más arriba que el heptano (C 7) que ha unido dos cadenas de metileno (Cadenas de CH 2). El número de átomos de carbono es por lo tanto $2 \times C + C - 2 = C + 2$, y puesto que es un hidrocarburo saturado (termina en -ano), la fórmula completa es $C_9 H_{20}$.

Se debe tener cuidado de no confundir la notación de la estructura de los isómeros, p.e. el 2-metil heptano, que es $C_8 H_{18}$, y no es igual que el di-metil heptano, que es $C_9 H_{20}$.

Cicloalcanos (Estructuras de Anillo)

Algunos hidrocarburos que terminan en -ano son compuestos en anillo tales como ciclo-heptano $C_7 H_{14}$, o el ciclo-octano $C_8 H_{16}$, y siguen la fórmula general $C_n H_{2n}$.

Las combinaciones también existen, por ejemplo:

ciclo-hexano dimetil $C_8 H_{16}$ ($2 \times C + C_6$ no saturado = $C_8 H_{16}$)

Tabla 1a
COMPUESTOS HIDROCARBUROS
SATURADOS DE HASTA C 14

Ch 4	Metano	C 8 H 18	Octano
C 2 H 6	Etano	C9H 20	Nonano
C 3 H8	Propano	C 10 H 26	Decano
C 4 H 10	Butano	C 11 H 24	Undecano
C 5 H 12	Pentano	C 12 H 26	Dodecano
C 6 H 14	Hexano	C 13 H 28	Tridecano
C 7 H 16	Heptano	C 14 H 30	Tetradecano

Compuestos no saturados de Hidrocarburos

Algunos compuestos reportados pueden ser no saturados, por ejemplo el benceno (C₆ H₆) o el tolueno (C₇ H₈), y se pueden reconocer por el nombre del compuesto que se termina en algo diferente a “-ano”. Los hidrocarburos no saturados tienen átomos de hidrógeno en una cantidad menor a 2n+2 y son los compuestos que reaccionarán con hidrógeno en un grado variable.

Para evitar la posible confusión y los errores resultantes en el cálculo del punto de condensación, es recomendable solicitar que el análisis del gas incluya la identificación de los compuestos del hidrocarburo por fórmula química o número del carbono y por nombre. Una convención estándar ha sido desarrollada para nombrar compuestos y se llama el sistema de IUPAC (Unión Internacional de Química Pura y Aplicada). Para mayor información sobre este tema, consulté los textos estándar de química orgánica, tales como los enumerados en la Referencia 12.

B: Eficiencia de Eliminación de componentes típicos

La información siguiente es para propósitos de referencia solamente. Se debe consultar al fabricante del equipo para los detalles de las características de rendimiento, incluyendo la variación de la eficiencia de la separación con flujo, tamaño y densidad de las partículas.

Separadores Verticales de Gas

Separador vertical Tipo aleta con deflector de admisión para las cargas altas de líquido.

Eficiencia de eliminación de Líquidos	
10 micrones y mayores	100%
Rechazo	2:1

Filtros Separadores

Separador de dos etapas vertical u horizontal para el retiro de sólidos y de líquidos.

Eficiencia de eliminación de Líquidos	
8 micrones y mayores	100%
0,5 a 8 micrones	99,5%
Eficiencia de eliminación de Sólidos	
3 micrones y mayores	100%
0,5 a 3 micrones	99,5%
Rechazo	100%

Filtros Multitubos

Filtro de una etapa, vertical u horizontal, para el retiro de sólidos.

Eficiencia de eliminación de sólidos

3 micrones y mayores	100%
0,5 a 3 micrones	99,5%

Depurador Seco Vertical

Separador vertical multi-ciclón para el retiro de sólidos y de líquidos.

Eficiencia de eliminación de Líquidos	
10 micrones y mayores	100%
Eficiencia de eliminación de sólidos	
8 micrones y mayores	100%
6 a 8 micrones	99%
4 a 6 micrones	90%
2 a 4 micrones	85%
Rechazo	4:1

Separadores Absolutos Verticales

Separador sencillo o de dos etapas, vertical, para el retiro de sólidos y de neblina muy fina.

Eficiencia de eliminación de Líquidos	
3 micrones y mayores	100%
Menores de 3 micrones	99,98%
Eficiencia de eliminación de sólidos	
3 micrones y mayores	100%
0,5 a 3 micrones	99,5%
Rechazo	100%

Separador de Línea	
Separador vertical tipo aleta	
Eficiencia de eliminación de Líquidos	
10 micrones y mayores	100%
Rechazo	2:1

REFERENCIAS

1. Orden Federal Número 636 De la Comisión Reguladora de Energía (FERC), Regla Reestructurada, de Abril 8, 1992.
2. "Especificación de proceso: Gases combustibles para la combustión en turbinas de gas de servicio pesado," GEI 41040E, GE, 1994.
3. "Combustibles de turbinas de gas," ANSI/ASME B133.7M, 1985, reafirmados en 1992. Una Norma Americana Nacional publicada por la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos, Centro de Ingeniería Unido, Nueva York.
4. "Variabilidad de la composición natural del gas en áreas metropolitanas importantes selectas de los Estados Unidos," Liss, Thrasher, Steinmetz, Chowdiah y Attari, Reporte del Instituto de Investigación del Gas, GRI-92/0123.
5. "Obteniendo Muestras de gas natural para el análisis por cromatografía," De Gases" GPA Norma 2166-85.

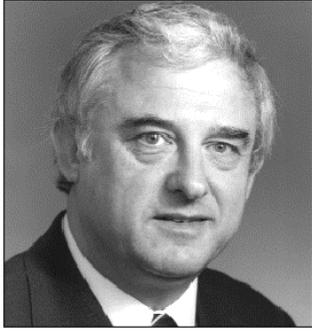
6. "Muestreo del gas para determinación exacta de BTU, gravedad específica y análisis composicional, " Welker, Seminario acerca de la calidad del gas natural y la medición de energía, febrero 5-6, 1996, publicado por el Instituto de Tecnología del Gas.
7. "Método para el análisis del gas natural por Cromatografía de Gases, " Método ASTM D1945-81.
8. "Método de GPA para el análisis estándar del gas, C1 - C 6+, " GPA 2261-95.
9. "Método para el análisis extendido del gas, C1- C14 " GPA 2286-95 GPA.
10. "Caracterización y medición de trazas los componentes naturales del gas, vol. II: Encuesta sobre el gas natural," informe GRI-94/0243.2 del Instituto de investigación del Gas.
11. Aparato de la " Oficina de Minas" de U.S.A. para determinar el punto de condensación de gases bajo presión, " Deaton y Frost, mayo de 1938.
12. Fessenden, J.S. y R.J. "Química Orgánica," Brooks/Cole Publishing Company, 1990.

LISTA DE FIGURAS

- Figura 1. Líneas de temperatura de equilibrio para la formación de hidratos
 Figura 2. Enfriamiento de Joule-Thompson con reducción de la presión
 Figura 3. Sonda para muestreo de Gas
 Figura 4. Depurador seco vertical multi ciclón
 Figura 5. Separador vertical de gas (Tipo aleta por inercia)
 Figura 6. Filtro Coalescente
 Figura 7. Filtro - Separador combinado
 Figura 8. Separador absoluto
 Figura 9. Calentador eléctrico de gas
 Figura 10. Calentador indirecto con gas combustible
 Figura 11. Calentador de gas combustible, de calor residual
 Figura 12. Esquema simplificado para un calentador de gas combustible de doble fuente
 Figura 13. Filtración de partículas simple usada para gas seco
 Figura 14. Para gas húmedo con condiciones no formadoras de costras, corriente arriba de la estación de reducción de presión
 Figura 15. Depurador seco instalado para proteger el filtro separador contra condiciones excesivas de “slugging”
 (Desconchamiento, Descostramiento)
 Figura 16. Gas entrante húmedo con potencial para formar costras, corriente arriba de la estación de reducción de presión.
 Figura 17. Depurador seco y calentador para proteger la estación de reducción de presión contra la acumulación de hidratos de gas
 Figura 18. Protección común para la estación de reducción de presión y las turbinas de gas múltiples, cada una protegida individualmente
 Figura 19. Compresor de gas de dos etapas que proporciona más de 50 ° F/28 ° C de sobrecalentamiento

LISTA DE TABLAS

- Tabla 1. Variación del valor calorífico y del C₆ + del gas natural de estados unidos y canada
 Tabla 2. Valores caloríficos divulgados e hidrocarburos de C₆+ a través de los estados unidos
 Tabla 3. Comparación de los análisis estándar y extendido de gas en puntos de condensación calculados hc
 Tabla 1A. Compuestos hidrocarburos saturados de hasta C₁₄



Colin Wilkes

Colin Wilkes se graduó con un MS en 1967 en Cranfield, Reino Unido, después de hacer un aprendizaje en el Establecimiento Nacional de Turbinas de Gas. Se unió al grupo de GE en Evendale, Ohio, de Motores de Aviones, como ingeniero de combustión. Fue transferido a Schenectady en 1970, donde trabajó en combustibles residuales combustión con bajo NO_x seco. Condujo un equipo de desarrollo que realizó una prueba de campo exitosa de un quemador de bajo No_x seco de doble-combustible, que fue el prototipo para el sistema de hoy. Colin dejó la GE en 1981 y continuó su carrera en combustión de turbina de gas antes de regresar a GE en 1993 como líder técnico de Sistemas de bajo NO_x seco. En esta capacidad, él proporciona soporte de sistemas de ingeniería a las unidades de desarrollo y de producción de nuevos productos.

REQUERIMIENTOS PARA EL DESEMPEÑO DE LOS SISTEMAS DE CALEFACCION CON GAS COMBUSTIBLE

D. M. Erickson
GE Power Systems
Greenville, SC

INTRODUCCIÓN

Conforme la necesidad de turbinas de gas con mayor eficiencia aumenta, un número creciente de plantas de energía están incorporando el desempeño de calefacción de gas combustible como un medio para mejorar la eficiencia total de la planta. Esta calefacción, típicamente incrementa las temperaturas del combustible en el rango de 365 ° F, mejora la eficiencia de la turbina de gas reduciendo la cantidad de combustible necesario para alcanzar las temperaturas de calentamiento deseadas. Para que la calefacción de combustible sea ún método viable de aumento de desempeño, el calor de desgaste, en forma de vapor HRSG o de agua de alimentación, es utilizado como el medio de calefacción. No es económico utilizar gas quemado, aceite quemado, o calentadores eléctricos para el desempeño de la calefaccion de gas combustible.

El apropiado diseño y operación del Sistema de Calefacción de Gas combustible es crítico para asegurar la operación confiable de la turbina de gas. La inadecuada selección de los componentes, la inadecuada configuración de los controles y/o la inadecuada distribución total del sistema podría ocasionar el daño del equipo, podría impactar en la disponibilidad de la planta y crear condiciones peligrosas para el personal de planta. Este papel dirige el criterio de diseño crítico que debe tenerse durante el diseño y construcción de estos sistemas.

También se incluye en este papel un sistema "Típico" de Calefacción del Gas Combustible de GE. Este sistema ha sido desarrollado tomando en consideración los requisitos definidos del sistema.

REQUERIMIENTOS GENERALES DEL SISTEMA

La siguiente sección identifica los requerimientos Generales del Sistema que aplican a todos los Sistemas de Calefacción de Gas combustible. Estos requerimientos, además de los descritos en los Requerimientos Especificos del Sistema de Combustión, deben seguirse durante el diseño y desarrollo del sistema.

Limpieza del Gas Combustible

El Gas Combustible suministrado a la turbina de gas debe cumplir con los requerimientos particulares conforme se especifica en la última revisión del GEI 41040, Especificación del Proceso – Gas Combustibles para la Combustión en Turbinas de Gas de Servicio Pesado (Referencia 1). Si los componentes utilizados en el Sistema de Calefacción de Gas Combustible están construidas de materiales susceptibles a la corrosión, se necesita un método de filtración final corriente arriba de la interfase de la turbina de gas. La continuidad particular mayor a la identificada en GEI 41040 puede bloquear el paso de la boquilla de combustible, erosionar los accesorios internos de la válvula de combustión y del gas y causar daño a las boquillas de la primera etapa de la turbina. La limpieza apropiada de los nuevos sistemas de tubería del gas se debe realizar antes de la operación inicial de la turbina de gas. Las consideraciones de diseño adicionales relacionadas con la limpieza del gas combustible se pueden encontrar en GER-3942, "Consideraciones de Diseño del Sistema de Limpieza del Gas Combustible para las Turbinas de Gas de Servicio Pesado GE".

Calidad del Gas Combustible

Conforme a lo definido en GEI 41040, el combustible entregado a la turbina de gas debe estar libre de líquido y debe contener el nivel especificado de supercalentamiento sobre los puntos más altos de condensación de hidrocarburo o de humedad. Los combustibles saturados o los combustibles que contengan niveles de supercalentamiento menores a lo especificado, pueden dar lugar a la formación de líquidos mientras que el gas se expande y se enfría a través de las válvulas de control de la turbina de gas. La cantidad de supercalentamiento proporciona el margen para compensar la disminución de la temperatura debida a la reducción de la presión y está directamente relacionada con la presión de suministro de gas entrante. (NOTA: Dentro de este documento, el calentamiento del Gas Combustible, estrictamente para consideraciones del punto de condensación es todavía considerado como que está en estado "frío". El calentamiento para propósitos de desempeño es considerado como combustible "calentado".)

El diseño del Sistema de Calefacción del Gas Combustible debe evitar la continuidad de humedad/agua a la turbina de gas en caso de un fallo del tubo intercambiador de calor. El agua arrastrada en el gas puede combinarse con hidrocarburos dando como resultado la formación de hidrocarburos sólidos o hidratos. Estos hidratos, cuando se inyectan al sistema de combustión, pueden ocasionar problemas de operabilidad, incluyendo el incremento de emisiones de escape y daño al equipo mecánico. Se deben proporcionar los medios de protección apropiados a la turbina, incluyendo la detección de fugas del intercambiador de calor.

El esquema de detección de fugas del intercambiador de calor debe incorporar tres niveles de control de alarma/automático. Estos tres niveles han sido establecidos para evitar la admisión de agua a la turbina del gas mientras que evitan los decrementos inadvertidos de los disparos/cargas debido al fallo de un solo instrumento de detección. Estos tres niveles son los siguientes:

- **Nivel 1**

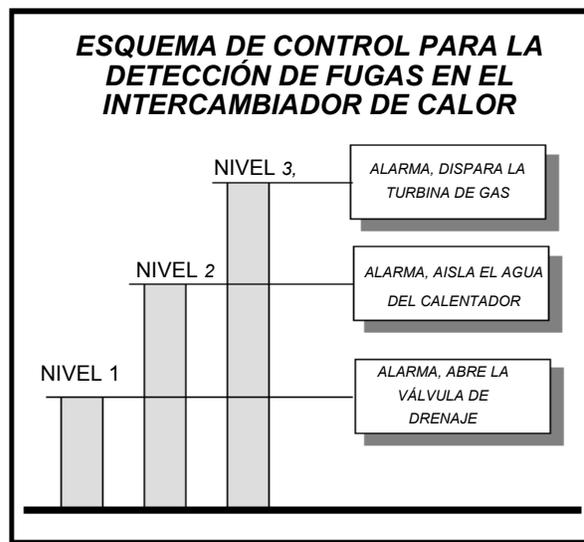
A un valor mínimo, un instrumento sencillo de detección (por ejemplo el interruptor del nivel) para alertar y evacuar el medio de calentamiento del colector de la corriente/líquido del gas siguiendo una fuga/fisura del tubo. Esto proporciona la indicación inicial que existe una fuga/fisura en el tubo intercambiador de calor.

- **Nivel 2**

A un valor mínimo, una instrumentación de detección redundante triple fija un nivel superior a aquel del Nivel 1. Las salidas de estas señales deben alarmar y aislar automáticamente el medio de calentamiento de la corriente del gas (por ej. aislando la alimentación de agua del intercambiador de calor). Esto proporciona una indicación secundaria de que existe una fisura/fuga en el tubo del intercambiador de calor y que la acción tomada de acuerdo al Nivel 1 ha fallado. El aislamiento automático del medio de calentamiento de la corriente de gas iniciará una transferencia de la turbina de gas a un modo de operación frío (de combustión) y/o a una baja carga de la turbina.

- **Nivel 3**

A un valor mínimo, una instrumentación de detección redundante triple fija un nivel superior a aquel del Nivel 2. Las salidas de estas señales deben ser integradas a la Señal Principal de Disparo del Cliente. Esto proporciona un nivel final de indicación/mitigación que sigue un acontecimiento de fisura/fuga. La activación de estos interruptores de nivel evita que se admita agua en el sistema de combustión aislando el suministro/disparo del gas a la turbina de gas.



Presión del Suministro de Gas Combustible

El gas que está siendo suministrado al punto de interfase de la turbina de gas (Conexión Personalizada FG1) debe cumplir con los requerimientos mínimos de suministro de presión del gas combustible conforme a lo definido en la documentación propuesta. Estos requerimientos mínimos de presión se han establecido para asegurar el control apropiado del flujo del gas combustible y para mantener las relaciones de presión requeridas a través de las boquillas de combustión del combustible. El Sistema de Calefacción del Gas Combustible debe estar diseñado para asegurar que estos requerimientos se cumplan durante todos los modos de operación sobre todo el rango de temperatura ambiente.

El diseño del Sistema de Calefacción del Gas Combustible, deberá asegurar que la presión diseñada del sistema de la turbina de gas del combustible no sea excedida. Se debe suministrar protección de sobrepresión, conforme a las Normas y Códigos aplicables.

Además de las presiones mínimas y máximas, la turbina de gas también es sensible a las variaciones de presión del gas combustible. La caída repentina en la presión de suministro puede desestabilizar el control de presión/flujo del gas. El incremento repentino en la presión de suministro puede disparar potencialmente la turbina debido a una condición de sobrecalentamiento. Las limitaciones en las fluctuaciones de la presión están definidas en la documentación propuesta de la turbina de gas.

Temperatura de Suministro del Gas Combustible

El Sistema de Calefacción del Gas Combustible deberá estar diseñado para producir la temperatura del gas combustible deseada en la interfase con el equipo de la

turbina de gas. El desempeño garantizado se basa en la temperatura del combustible en la entrada al módulo del gas combustible de la turbina de gas (FG1). La Calefacción del Gas Combustible y los Sistemas de Suministro deberán compensar las pérdidas de calor por radiación y conducción a través del sistema. La compensación deberá incluirse, pero no será limitada a las temperaturas elevadas de salida del calentador, al uso de la tubería y del equipo aislante y la minimización de la longitud de la tubería de la salida del calentador a la entrada de la turbina.

El Sistema de Calefacción del Gas Combustible deberá ser diseñado para soportar los puntos de ajuste específicos de la temperatura del gas combustible requeridos por la turbina de gas. Estos puntos de ajuste incluyen las alarmas superior e inferior de la temperatura, los permisivos de los controles de la turbina de gas y las funciones de los controles de la turbina de gas. Estos puntos de ajuste son derivados de la Ingeniería de la Turbina de Gas GE y están basados en los requerimientos de operabilidad y/o en las limitaciones del diseño de los componentes dentro del sistema de gas combustible de la turbina de gas.

Durante los modos de operación de la turbina de gas combustible especificados como frío y caliente, el Sistema de Calefacción del Gas Combustible deberá lograr y mantener el combustible a una temperatura que corresponda dentro de un Índice Modificado Wobbe (5% del valor del objetivo. El Índice Modificado Wobbe es una medición calculada del contenido de energía volumétrica del combustible y se relaciona directamente con la temperatura de combustible y con el valor inferior de calefacción (LHV). El Índice Modificado Wobbe se desglosa como sigue:

$$MWI = \frac{LHV}{\sqrt{Tg * SG}}$$

Donde:

MWI=Índice Modificado Wobbe (temperatura corregida)

LHV=Valor Inferior de Calefacción del Combustible (BTU/SCF)

Tg = Temperatura Absoluta (° R)

SG = Gravedad Específica del combustible relativo al aire en condiciones ISO

El rango del (5% del Índice Modificado Wobbe asegura que las relaciones de presión de la boquilla de combustible se mantengan dentro de sus límites requeridos. Si los componentes del gas combustible y el valor de calefacción son consistentes, la variación del 5% se puede basar estrictamente en la variación de la temperatura. Si el valor de calefacción del combustible varía, como se da en el caso cuando se

utilizan varios suministros de gas, el valor de calefacción y la gravedad específica deben ser considerados cuando se evalúa la variación permisible de temperatura para soportar el 5% del límite del Índice Modificado Wobbe.

Cuando se usan gases combustibles que tienen una variación significativa en los valores de composición/calefacción, debe ser proporcionada una cromatografía de gas permanente en la línea principal de suministro de gas de la planta. Las lecturas de gravedad específicas LHV de la cromatografía de gas son utilizadas para regular la cantidad de calefacción de combustible para que no se exceda la variación del +5% del Índice Modificado Wobbe. Esta función de control deberá ejecutarse automáticamente por el sistema de control de la planta.

Se deberá hacer una consideración en cuanto a la localización de la cromatografía de gas relativa a la entrada del módulo de gas combustible y el retardo del tiempo de la lectura del instrumento al control del gas combustible.

REQUERIMIENTOS DEL SISTEMA ESPECÍFICO DE COMBUSTIÓN

La línea de producto de la turbina de gas GE incorpora el uso de ambos diseños de combustión tanto de Bajas Emisiones de Óxidos Nitrosos en Seco (DLN) o sin Bajas Emisiones de Óxidos Nitrosos en Seco (convencional). Actualmente existen cinco configuraciones diferentes DLN ofrecidas por GE, DLN-1, DLN-2.0, DLN-2.0+, DLN-2.6 y DLN-2.6H.

Diseño de Combustión	Modelos Aplicables de la Turbina
DLN-1	PG5271R PG5371P PG6541B PG6561B PG6571B PG6581B PG7111EA PG7121EA PG9171E
DLN-2.0	PG6101FA PG7221FA PG7231FA PG9311FA PG9331FA
DLN-2.0+	PGP9351FA
DLN-2.6	PG7231FA PG7241FA PG9231EC
DLN-2.5H	PG7371H PG9441H

Cada diseño de combustión se aplica a uno o más modelos de la turbina de gas. Estos diseños tienen diferentes configuraciones de hardware y diferentes esquemas de operabilidad, y alternadamente, tienen ciertos requisitos contrastantes de calentamiento del gas combustible. El desempeño del calentamiento del tipo de gas combustible normalmente no es aplicado al sistema de combustión convencional, y por eso no se hará referencia en este documento. La tabla 1 identifica los diseños de combustión que se aplican a los diversos modelos de la turbina. Esta sección detallará los requisitos de diseño y operabilidad del sistema que aplican al diseño específico de combustión DLN.

Requerimientos del DLN-1

En las turbinas de gas que utilizan los diseños de combustión DLN-1, el Sistema de Calefacción del Gas Combustible y el sistema de control de soporte deberán ser diseñados para suministrar el combustible ya sea frío o caliente conforme a los requerimientos de la turbina de gas.

El Sistema de control de la turbina de gas proporcionará una señal permisiva indicando cuando se requiera el combustible calentado o sin calentar. El Sistema de Control de la planta deberá utilizar esta señal para inicializar el calentamiento del gas combustible cuando esté prendido y para cesar el calentamiento del gas combustible cuando se encuentre apagado. Para los diseños de combustión DLN-1, el combustible deberá estar en un estado frío desde la ignición (Modo primario de combustión) a través de (Lean-Lean) inclinación-inclinación y en el Modo Secundario Premezcla Premix. El calentamiento del combustible solamente puede iniciarse después de que se alcance el estado constante de premezcla (premix). El calentamiento del combustible deberá ser inhabilitado antes de transferir la premezcla (premix).

Durante una "reinicialización-caliente", el sistema de combustión DLN-1 tiene la capacidad de ser disparado en el combustible caliente contenido en el sistema de suministro del combustible. El calentamiento del combustible no deberá ser restablecido hasta que el sistema de combustión alcance un modo de estado constante de la premezcla (premix).

Requerimientos del DLN-2.0

En las turbinas de gas que utilizan los diseños de combustión DLN-2, el Sistema de Calefacción del Gas Combustible y el sistema de control de soporte deberán ser diseñados para suministrar el combustible ya sea frío o calentado conforme a los requerimientos de la turbina de gas.

Los sistemas de combustión DLN-2.0 están diseñados para operar con ambos combustibles

calentados y sin calentar en la ignición y en los modos Primarios y de Inclinación-Inclinación (Lean-Lean), y solamente los combustibles calentados en la Transferencia de la Premezcla (premix), en los Modos de Premezcla Piloteada y de Premezcla. Los permisos configurados dentro de los controles de la turbina de gas permiten o previenen los cambios en el modo de combustión hasta alcanzar la (requerida) temperatura del gas/Índice Modificado Wobbe. Los termocoples que están ubicados directamente corriente arriba de la Válvula de Relación de la Velocidad de Paro de las turbinas de gas inician éste permiso.

Durante el apagado de la turbina, deberá inhabilitarse el calefacción del gas combustible solamente después de la transferencia del modo de Premezcla (premix).

Requerimientos del DLN-2.0+

En las turbinas de gas que utilizan los diseños de combustión DLN-2.0+, el Sistema de Calefacción del Gas Combustible y controles de la planta deberán ser diseñados para suministrar el combustible ya sea frío o calentado conforme a los requerimientos de la turbina de gas.

Los sistemas de combustión de DLN-2.0+ están diseñados para operar con ambos combustibles calentados y sin calentar en la ignición, en el Modo de Difusión y en el punto de transferencia en el Modo de Premezcla (premix) Piloteado. El número/de Índice Modificado Wobbe/temperatura de gas debe estar dentro de los límites de diseño de la temperatura caliente mientras que en el Modo Piloteado de Premezcla (premix) debe estar en un punto antes de la transferencia al Modo de Premezcla (premix). Los permisos establecidos dentro de los controles de la turbina de gas previene la transferencia en la Premezcla (premix) hasta que se obtenga la temperatura requerida. Los termocoples que están ubicados directamente corriente arriba de la Válvula de Relación de la Velocidad de Paro de las turbinas de gas inician éste permiso.

Durante el apagado de la turbina, deberá inhabilitarse el calefacción del gas combustible solamente después de la transferencia de la Premezcla (premix) Piloteada.

Requerimientos del DLN-2.6

En las turbinas de gas que utilizan los diseños de combustión DLN-2.6, el Sistema de Calefacción del Gas Combustible y controles de la planta deberán ser diseñados para suministrar el combustible ya sea frío o calentado conforme a los requerimientos de la turbina de gas.

El Sistema de control de la turbina de gas proporcionará una señal permisiva indicando cuando se requiera el combustible calentado o sin calentar. El Sistema de Calefacción del Gas Combustible y los controles de la planta deberán ser configurados para proporcionar el combustible frío a la turbina de gas desde la ignición a través del Módulo 1 de combustión.

La calefacción del combustible solamente deberá iniciarse después de que el sistema de combustión haya alcanzado el modo 3. El número del Índice Wobbe Modificado/correspondiente a la temperatura del gas debe estar dentro de los límites de temperatura caliente de diseño antes de transferir al modo 4 de combustión. Los termocoples que están ubicados directamente arriba de la Válvula del Relación de la Velocidad de Paro de las turbinas de gas inician un permisivo para transferir al Modo 4.

La temperatura del combustible se debe mantener dentro de los límites de temperatura del gas caliente en todos los modos superiores al Modo 3 durante la operación de la unidad y cuando se apaga.. Durante el apagado de la turbina, deberá suspenderse el calentamiento del gas combustible solamente después de transferir al Modo 4 y al Modo 3. Deberá utilizarse una señal suministrada por los controles de la Turbina para iniciar esto.

Durante una "reiniciación caliente ", el sistema de combustión DLN-2.6 tiene la capacidad de ser disparado en el combustible caliente contenido en el sistema de suministro del combustible. El calentamiento del combustible no deberá ser reestablecido hasta que el sistema de combustión se encuentre en el Modo 3 de combustión.

Requerimientos del DLN-2.5H

En las turbinas de gas que utilizan los diseños de combustión DLN-2.5H, el Sistema de Calefacción del Gas Combustible y los controles de la planta deberán ser diseñados para suministrar el combustible ya sea frío o calentado conforme a los requerimientos de la turbina de gas.

Los sistemas de combustión DLN-2.5H están diseñados para operar con ambos combustibles calentados y sin calentar en la ignición a través del Modo de Difusión, y dentro del Modo Piloteado de Premezcla (premix). El número del Índice Modificado Wobbe/la temperatura del gas debe estar dentro de los límites de temperatura caliente del gas antes de transferir al Modo de Premezcla (premix).

Mientras que permanezca apagada la turbina, deberá apagarse el calentamiento del gas combustible solamente después de la transferencia al modo de Premezcla (premix).

SISTEMA TÍPICO GE DE CALEFACCIÓN DEL GAS COMBUSTIBLE

La siguiente sección detalla el diseño mecánico y las características operacionales del Sistema Típico GE de Calefacción del Gas Combustible. El intento del diseño de este sistema es producir el gas combustible que cumpla con los requerimientos previamente especificados en este documento. Además de soportar el combustible calentado a la turbina de gas, el sistema

típico proporciona las seguridades que evitan que el gas combustible entre al sistema de alimentación/vapor de la caldera. Esta condición, a menudo ignorada, puede ocurrir cuando se presenta una fuga en el tubo durante la operación de la turbina de gas o cuando la unidad sea apagada.

Este diseño típico es proporcionado como referencia. Se pueden aceptar variaciones a este diseño siempre y cuando se cumplan los requerimientos de la turbina de gas.

Descripción del Sistema

La figura 1 identifica el equipo, la instrumentación y la configuración de la tubería del Sistema Típico de Calefacción del Gas Combustible. Este sistema, conforme a lo descrito, fue aplicado inicialmente en la planta de energía de ciclo combinado MS9001H, la cual utilizó alimentación de agua de presión intermedia como el medio de calentamiento del combustible. Los criterios de diseño utilizados durante el desarrollo de este sistema deberán seguirse durante el diseño detallado de todos los sistemas de calentamiento del combustible de la turbina de gas que utilizan alimentación de agua o vapor como el medio de calefacción. Los sistemas específicos de calefacción de gas pueden desviarse de este diseño como los basados en las condiciones de gas y en el balanceo de interfase de los sistemas de la planta.

Criterios de Diseño:

El diseño Estándar del Sistema de Calefacción del Gas Combustible cumple los siguientes criterios de diseño:

- Proporcionar el combustible calentado que cumple con el requerimiento la temperatura/Índice Modificado Wobbe del sistema de combustión de la turbina de gas.
- Evitar la admisión de agua al sistema de combustión de la turbina de gas debido a una fuga o fisura del tubo del intercambiador.
- Proporcionar la indicación temprana del fallo del tubo del intercambiador de calor.
- Evitar que el gas combustible entre al sistema de alimentación de agua debido a una fisura del tubo del intercambiador de calor.
- Quitar el gas arrastrado conforme a lo especificado en la última revisión de GEI41040, Gases combustibles de Especificaciones de Proceso para Combustión en Turbinas de Gas de Trabajo Pesado.
- Proporcionar la protección de sobrepresión a la tubería del sistema de gas combustible de la turbina de gas y componentes.
- Asegurar que la presión del agua sea mayor que la presión de gas durante la operación y cuando esté apagada la turbina de gas.

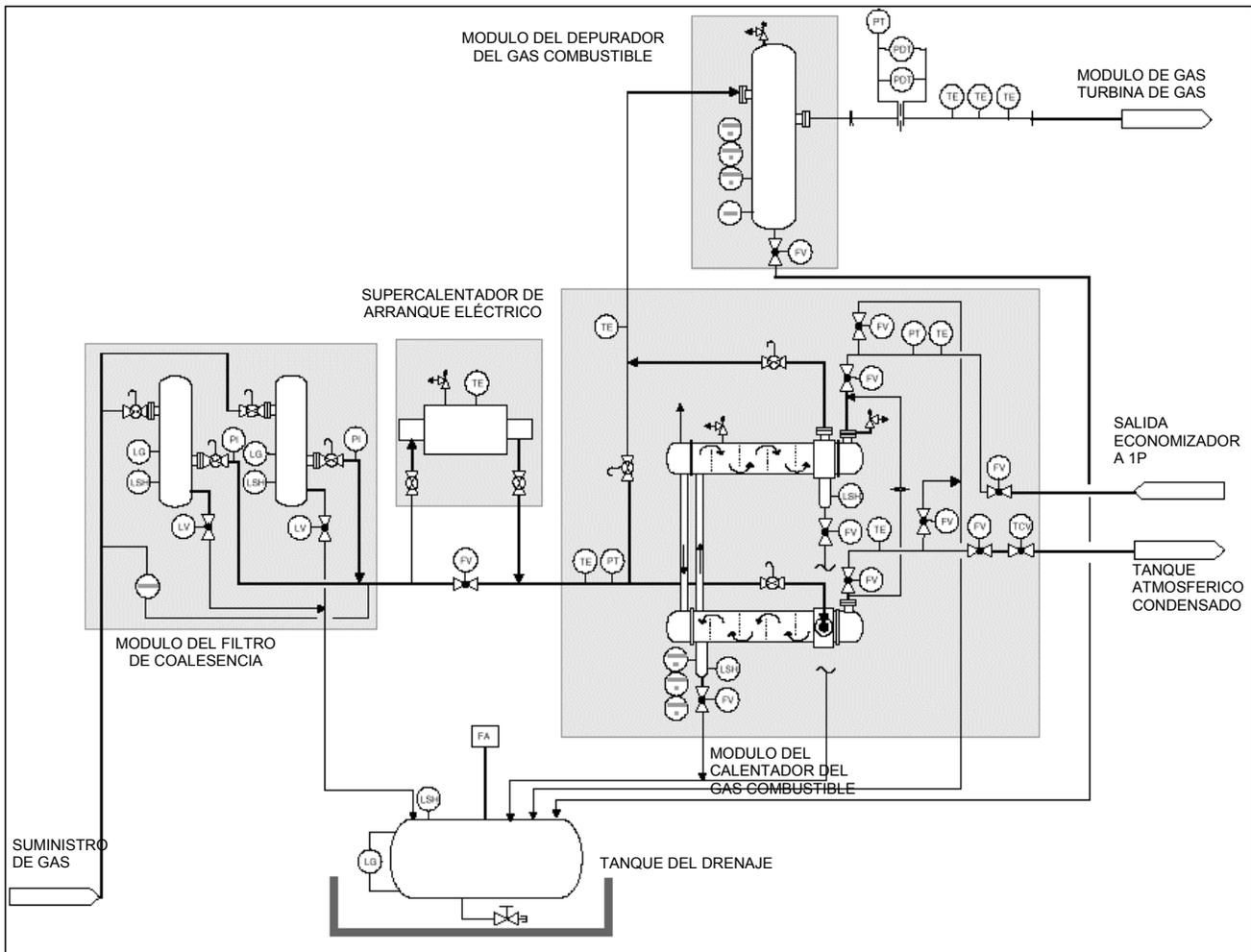


Figura 1 Diagrama de Flujo del Sistema de Calefacción del Gas Combustible Estándar

Trayectoria de Flujo del Sistema:

Mientras que el suministro entrante de gas combustible entra en la instalación de la planta, primero pasa a través de uno de los dos filtros de coalescencia al 100%. Estos filtros son requeridos para quitar los líquidos y partículas del suministro de gas del cliente. Estos no serán necesarios si el proveedor de gas instala equipo similar de forma de corriente arriba. Los líquidos recogidos en el depósito del filtro de carbón son drenados automáticamente al tanque común de drenaje. Un interruptor de presión diferencial instalado a través de los filtros supervisa la presión diferencial y emite una alarma cuando se necesita cambiar el cartucho/o limpiarlo.

La corriente abajo del Filtro de coalescencia, el gas combustible entra en el Supercalentador de Arranque Eléctrico. Este calentador de arranque es requerido cuando el suministro de gas no cumple con el requerimiento mínimo de sobrecalentamiento. El calentador eléctrico y la derivación se apagan en el punto cuando el Desempeño del Calentador de Gas Combustible es

capaz de mantener las temperaturas de gas por encima del requerimiento mínimo de sobrecalentamiento.

Mientras el combustible sale del Supercalentador, este entrará en el Calentador de Gas Combustible. Este sistema incorpora un arreglo apilado de dos-cascos con el gas en el lado del casco y el agua de alimentación en el lado del tubo. Cada uno de los cascos del intercambiador de calor es suministrado con colectores de aceite de punto bajo. Esta instrumentación del nivel de alojamiento del colector que proporciona una temprana indicación de una fisura/fuga en el tubo del intercambiador de calor y abre y cierra automáticamente las válvulas de drenaje del colector. Una válvula completa de derivación/derivación es proporcionada alrededor del Calentador de Gas Combustible para permitir ciertos modos de operación cuando el intercambiador de calor no está en servicio. Dependiente del tipo de combustión y del tamaño de la estructura estos modos "fríos" de operación pueden ser cargados y/o limitados de emisión. (Consulte los Requerimientos Específicos de Combustión)

El gas combustible que sale del Módulo del Calentador del Gas Combustible entra en el Depurador del Gas Combustible. Este depurador "seco" realiza dos funciones: 1) Proporciona el nivel final de filtración de partículas corriente arriba de la turbina de gas. 2) Quita las gotitas de agua arrastradas de gas presentes como resultado de una fuga menor del tubo (es decir agujero para espiga). Dos niveles de instrumentación dentro del depurador supervisan la presencia de líquidos. Un interruptor de nivel-alto generará una alarma y abrirá automáticamente la válvula de drenaje del depurador que drena los líquidos recogidos al Tanque de Drenaje. Dos de tres interruptores de nivel-alta inician una señal para disparar la turbina de gas.

La Corriente abajo del Depurador del Gas Combustible, el suministro del gas combustible entra en el Tubo de medición de Gas Combustible.

El Tubo de medición aloja un orificio de flujo, dos transductores de presión diferencial, tres elementos de temperatura y un transductor de presión. Los sistemas de control de la turbina de gas utilizan las señales proporcionadas por estos instrumentos para calcular una presión y un flujo del combustible compensada a temperatura.

El Sistema Típico de Calefacción del Gas Combustible utiliza agua de alimentación de presión intermedia como el medio de calefacción. El agua de alimentación entra al Módulo del Calentador del Gas Combustible y pasa a través de un bloque doble y por el arreglo de válvula de purga al lado del tubo del intercambiador de calor. Estos bloques automáticos y las válvulas de purga evitan que el gas fluya de forma inversa a los sistemas de alimentación de agua si se presenta una fuga en el tubo mientras que este apagada la unidad. Un bloque similar de tres-válvulas y de configuración de purga es proporcionada en la salida de la alimentación de agua del intercambiador de calor. La válvula de control de la temperatura del gas está localizada directamente corriente abajo de la segunda válvula de aislamiento.

Descripción del Componente:

La siguiente sección proporciona una descripción detallada de los componentes del hardware dentro del Sistema Típico de Calefacción del Gas Combustible. Los componentes específicos de la unidad pueden diferir basados en las condiciones del gas entrante, en los requerimientos de calefacción y de la configuración total de la planta. Los esquemas de los dibujos del componente pueden variar dependiendo del proveedor del equipo.

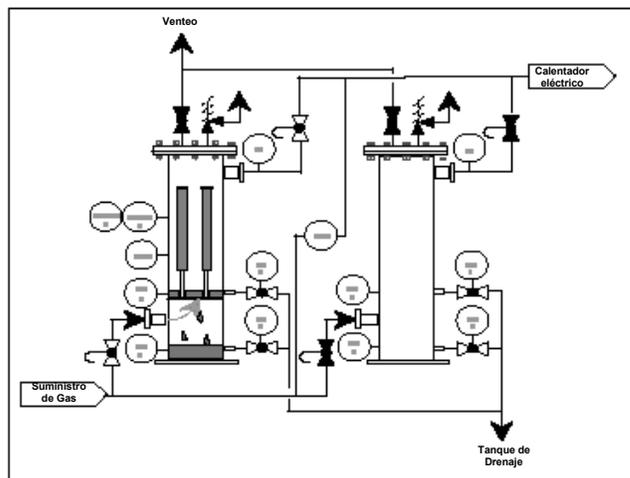
Módulo del Filtro de Coalescencia:

El Módulo del Filtro de Coalescencia está diseñado para proteger el sistema de corriente abajo del gas combustible para evitar la entrada del combustible de fase líquida y partículas contaminantes. La eficiencia del filtro es del 100% para las partículas sólidas y

líquidas de 0,3 micrones y mayores para un flujo nominal. Este módulo no está diseñado para quitar grandes cantidades de líquidos (es decir "pedazos de metal").

El módulo, como se muestra, consiste de dos (2) filtros de coalescencia de 100% de flujo de gas. Cada filtro esta diseñado para realizar el mantenimiento sin quitar de servicio la turbina de gas. Las unidades máximas pueden utilizar un arreglo simple, donde el filtro puede ser limpiado/mantenido cuando la máquina esté en reposo.

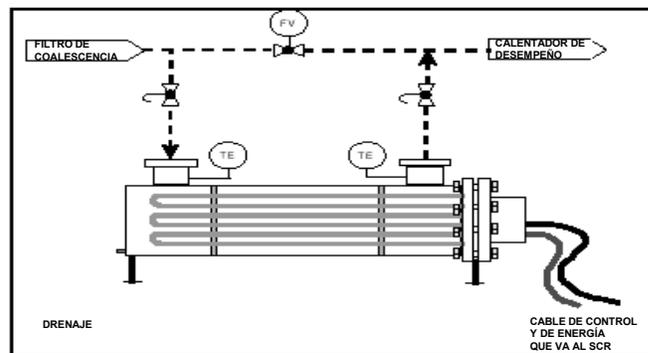
Módulo del Filtro de Coalescencia:



Cada alojamiento del filtro contiene un colector de líquido. El colector se suministra con un sistema de drenaje que quita automáticamente los líquidos del recipiente. Los interruptores de nivel Alto y alto-alto son proporcionados para supervisar el nivel del colector. (Vea los Controles del Módulo del Filtro de Coalescencia)

(NOTA: Si se esperan grandes cantidades de líquidos arrastrados al gas, se puede requerir de un depurador de corriente abajo del filtro de coalescencia.)

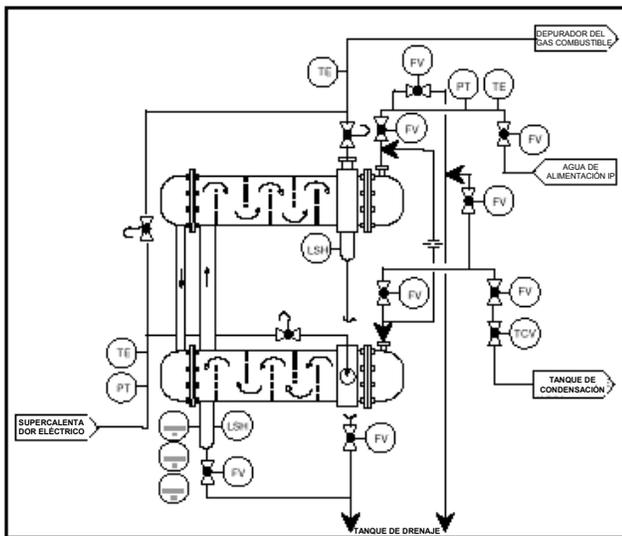
Supercalentador de Arranque Eléctrico:



El Supercalentador de Arranque Eléctrico es necesario al arranque cuando el suministro de combustible no cumple con el nivel mínimo requerido de sobrecalentamiento conforme a lo definido por GEI 41040. La capacidad del calentador se adecúa para proporcionar este aumento de temperatura para los flujos del combustible hasta el punto donde el calentador de desempeño puede mantener esta temperatura. La capacidad del calentador no mantendrá el nivel de sobrecalentamiento en los flujos del combustible en exceso de este valor.

El calentador es una unidad de tipo industrial diseñada para una aplicación de gas natural. Un controlador SCR (Rectificador Controlado de Silicón) realiza el control del calentador. El controlador SCR mantiene una constante diferencial a través del calentador sobre el rango entero de los flujos del gas combustible donde se requiera el sobrecalentamiento. (Nota: Diseños del intercambiador de calor, con excepción del eléctrico, ej. disparo de gas o disparo de aceite, pueden ser usados para esta aplicación. El Supercalentador de arranque requiere una fuente de calor disponible en la ignición de la turbina de gas.)

Módulo del Desempeño del Calentador del Gas Combustible:



El Módulo del Desempeño del Calentador del Gas Combustible consiste de dos cascados apilados y de tubos intercambiadores de calor, válvulas laterales de aislamiento de gas y de agua, válvulas de ventilación y drenaje y de instrumentación requerida para soportar la operación del calentador del gas combustible. Los intercambiadores de calor están montados en una base común.

El intercambiador de calor está diseñado para que el agua de alimentación de presión intermedia fluya dentro de los tubos y para que fluya la presión inferior del gas combustible a través del casco.

Con la presión del agua siendo más alta que la presión del gas, esta configuración asegura que después de una fisura/fuga el tubo el gas no ingresa

al sistema de agua de alimentación. El diseño del sistema incorpora varias medidas de seguridad diseñadas para evitar que el agua que se incorpore al gas sea admitida al sistema de combustión de la turbina de gas.

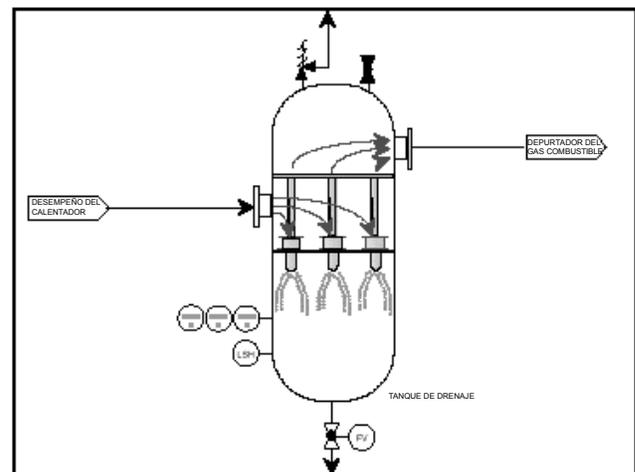
Cada intercambiador de calor es provisto con un colector de drenaje al extremo de la cubierta. Este colector de drenaje aloja una instrumentación para nivel que proporciona la temprana indicación de una fuga/fisura del tubo antes y durante la operación de la turbina de gas.

La configuración física del intercambiador de calor tiene la entrada de gas al lado del intercambiador de calor de la primera etapa y la salida en la parte superior del intercambiador de calor de la segunda etapa. Las boquillas orientadas de esta forma evitan que el agua se concentre en la entrada o salida de la tubería después de que ocurra una fisura del tubo.

Cada intercambiador de calor está provisto con una placa de orificio restrictiva de flujo situada en las hojas del tubo de entrada y salida. Esta placa de orificio controla la cantidad de agua que sale después de una fisura catastrófica del tubo. Esto es requerido tanto para minimizar el efecto en el sistema de agua de alimentación y para limitar la cantidad de agua entrante a la corriente de gas. Los orificios de corriente abajo son no-concéntricos con los tubos para permitir el drenaje durante el apagado.

El calentador del gas combustible es dimensionado para acomodar la pérdida de temperatura entre la salida del intercambiador de calor a las boquillas del combustible. El dimensionamiento está basado en las condiciones de temperatura de entrada de gas inferior en las condiciones de flujo del gas máximo.

Depurador del Gas Combustible:



El Depurador del Gas Combustible proporciona el nivel final de filtración directamente corriente arriba de la turbina. El depurador también quita las gotitas de agua de la corriente de gas después de que ocurra una fuga/fisura del tubo del calentador. La eficiencia de retiro para partículas es del 100% para 8 micrones y mayor para el diseño de la tasa de flujo. El desempeño

del depurador asegura que el gas de salida no contendrá más de 0,10 galones de líquido arrastrado por millón de pies cúbicos estándar de gas, a la tasa de flujo.

El depurador está provisto con un sistema de drenaje automático que descarga en el tanque de drenaje.

El Depurador del Gas Combustible es un separador de tipo seco de alta eficiencia, vertical, multi-ciclón. El recipiente del depurador es fabricado de acero al carbono y es diseñado conforme a los requerimientos de la Sección VIII, Código ASME Recipiente de Presión y Caldera. La brida de la salida del depurador sirve como el carbono para el punto de interfase del acero inoxidable para el Sistema de Calefacción del Gas Combustible. (ej. las válvulas y la tubería entre el depurador y la conexión de la turbina de gas deberá ser de acero inoxidable.)

Tanque de drenaje:

El Tanque de Drenaje es un tanque horizontal atmosférico construido de acero al carbono. El tanque de Drenaje recoge y almacena los líquidos descargados del Módulo del Filtro de Coalescencia del Recipiente de Drenaje del Calentador, y del Depurador del Gas Combustible. Los respiraderos del Calentador de Desempeño también descargan al Tanque de Drenaje. Debido al potencial para recoger los hidrocarburos gaseosos y líquidos, es montado un protector de flama en el respiradero del tanque de drenaje. El tanque es montado dentro de un dique de contención, para proteger el ambiente contra descargas peligrosas.

El Tanque de Drenaje es provisto con un calibrador de nivel local y un interruptor de nivel alto. El drenaje manual del tanque es requerido cuando el nivel alcanza un punto de ajuste especificado. Si se recolectan cantidades excesivas de líquidos en el Tanque de Drenaje, deben ser analizados y debe determinarse su origen.

Controles del Sistema:

La siguiente sección proporciona una descripción detallada del hardware y del software de los controles asociados al Sistema Típico de Calefacción de Gas. Los controles específicos de la unidad pueden desviarse de las siguientes descripciones basadas en la configuración específica de la planta:

Controles del Módulo del Filtro de Coalescencia:

Cada uno de los dos filtros de coalescencia de 100% de capacidad es provisto con un controlador de nivel y una válvula integral de drenaje. El controlador mantiene un nivel mínimo en el colector abriendo y cerrando continuamente la válvula de drenaje. Los líquidos recogidos son descargados al tanque de drenaje. El nivel del colector es supervisado por un interruptor alto simple y dos de

nivel alto-alto. La activación de un interruptor de nivel-alto generará una alarma del operador. La activación de los dos interruptores de nivel alto-alto o de un interruptor de , nivel alto-alto generará una señal para disparar la turbina de gas. La activación de este interruptor de nivel también iniciará una alarma dentro del sistema de control de las plantas. Cada filtro también es provisto con un calibre de nivel local.

Un interruptor de presión diferencial alta supervisa la caída de la presión a través del filtro de coalescencia que está en uso. La activación de este interruptor genera una alarma en los controles de la planta indicando que es requerida una interrupción sobre el filtro de limpieza. Un calibre de presión local está puesto en la salida de gas de cada filtro.

Controles del Supercalentador de Arranque Eléctrico:

Los Controles del Supercalentador de Arranque Eléctrico son configurados para alcanzar la temperatura deseada del gas combustible en la salida del calentador basada en la temperatura diferencial a través del calentador. Los controles son ajustados para mantener una temperatura diferencial constante con el límite máximo de temperatura. La diferencial constante es la diferencia entre la temperatura de gas mínima de suministro y del nivel mínimo de supercalentamiento sobre el punto de condensación de los combustibles. Todas las funciones de control son realizadas localmente por un controlador dedicado SCR.

Controles del Módulo del Calentador del Gas Combustible:

Controles de la Temperatura del Gas:

Los controles de la temperatura del gas regulan y supervisan la temperatura del suministro de gas combustible a la turbina.

Los elementos/transmisores de la temperatura son provistos a las entradas del lado del gas y de las entradas del lado del agua al Calentador del Gas Combustible y en la salida del lado del gas. Las señales proporcionadas por estos instrumentos son enviadas al sistema de control. Estas señales son utilizadas para modular la válvula de control de flujo situada en la salida del lado del agua del calentador, para lograr la temperatura deseada del gas combustible.

Controles de Detección de Fuga del Calentador:

Los Controles de Detección de Fuga del Calentador han sido establecidos para proporcionar la detección temprana de una fuga en el intercambiador de calor y para mitigar los efectos de la fuga en la turbina de gas y en el balanceo de los sistemas de la planta.

Cada cubierta del Calentador del Gas Combustible es provista con un recipiente de drenaje de punto

bajo. Los dos recipientes de drenaje alojan una serie de interruptores de nivel utilizados en los controles de detección de la fuga del tubo. El recipiente de drenaje del intercambiador de calor inferior es provisto con un interruptor de nivel alto sencillo y tres interruptores redundantes de nivel alto-alto. La activación del interruptor de nivel alto abrirá la válvula correspondiente de drenaje del recipiente. La activación de los dos de tres interruptores de nivel alto-alto aislarán el agua de alimentación desde el intercambiador de calor. Esta acción rápidamente reducirá la temperatura del gas combustible e iniciará una transferencia de la turbina de gas a un modo de operación en frío.

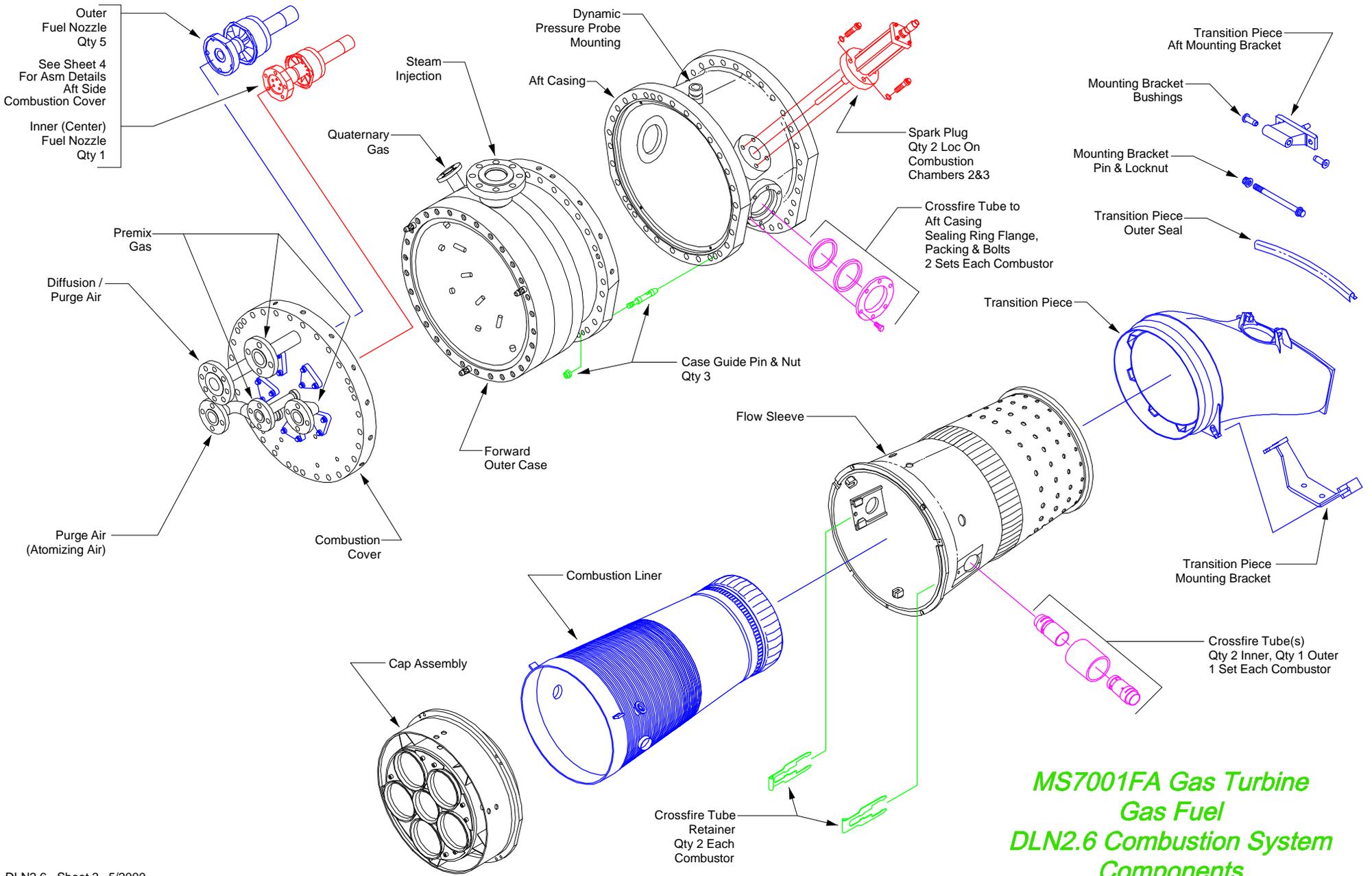
RESUMEN

Este documento ha sido desarrollado (a) para identificar los requerimientos de las turbinas de gas con respecto a los sistemas de calefacción de gas combustible y (b) para proporcionar un resumen descriptivo del sistema estándar de calefacción del gas combustible de GE. Este sistema estándar ha sido desarrollado para cumplir con estos requerimientos, mientras que asegura la operación segura y confiable de la turbina de gas y de la planta de energía.

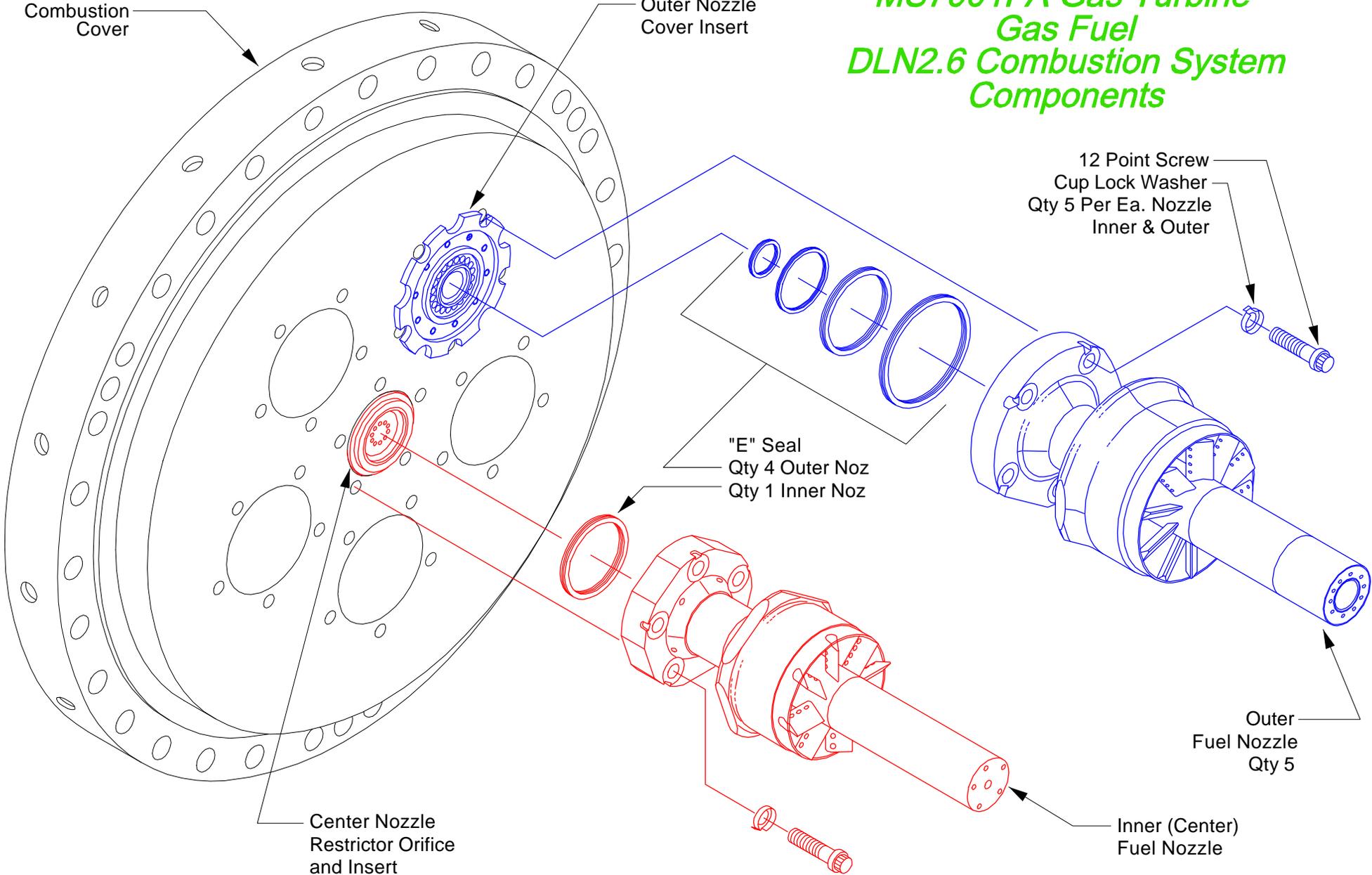
Debido a la naturaleza de este sistema es imprescindible que el sistema detallado incorpore los medios de protección del personal. Esto incluye, pero no se limita a, la dirección de descarga de las válvulas de alivio de seguridad de presión, la inclusión de la protección de aislamiento del personal y la prevención de que el gas combustible entre y se “esconda” en el vapor de las plantas y en el sistema de agua de alimentación.

REFERENCIAS

1. Especificación de Proceso: Gases Combustibles para Combustión en Turbinas de Gas de Uso Pesado, " GEI-41040.
2. “Consideraciones de Diseño para el Sistema de Limpieza del Gas Combustible para las Turbinas de Gas de Uso Pesado" GER-3942.



**MS7001FA Gas Turbine
Gas Fuel
DLN2.6 Combustion System
Components**



REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
1	(1) REVISED COMPLEMENTARY DOCUMENT NUMBER IS: 372A2947 WAS: 361A2108 DCI-07002142 AN-07005948	07-02-16	CAW SK
REGGIE DAVIS			

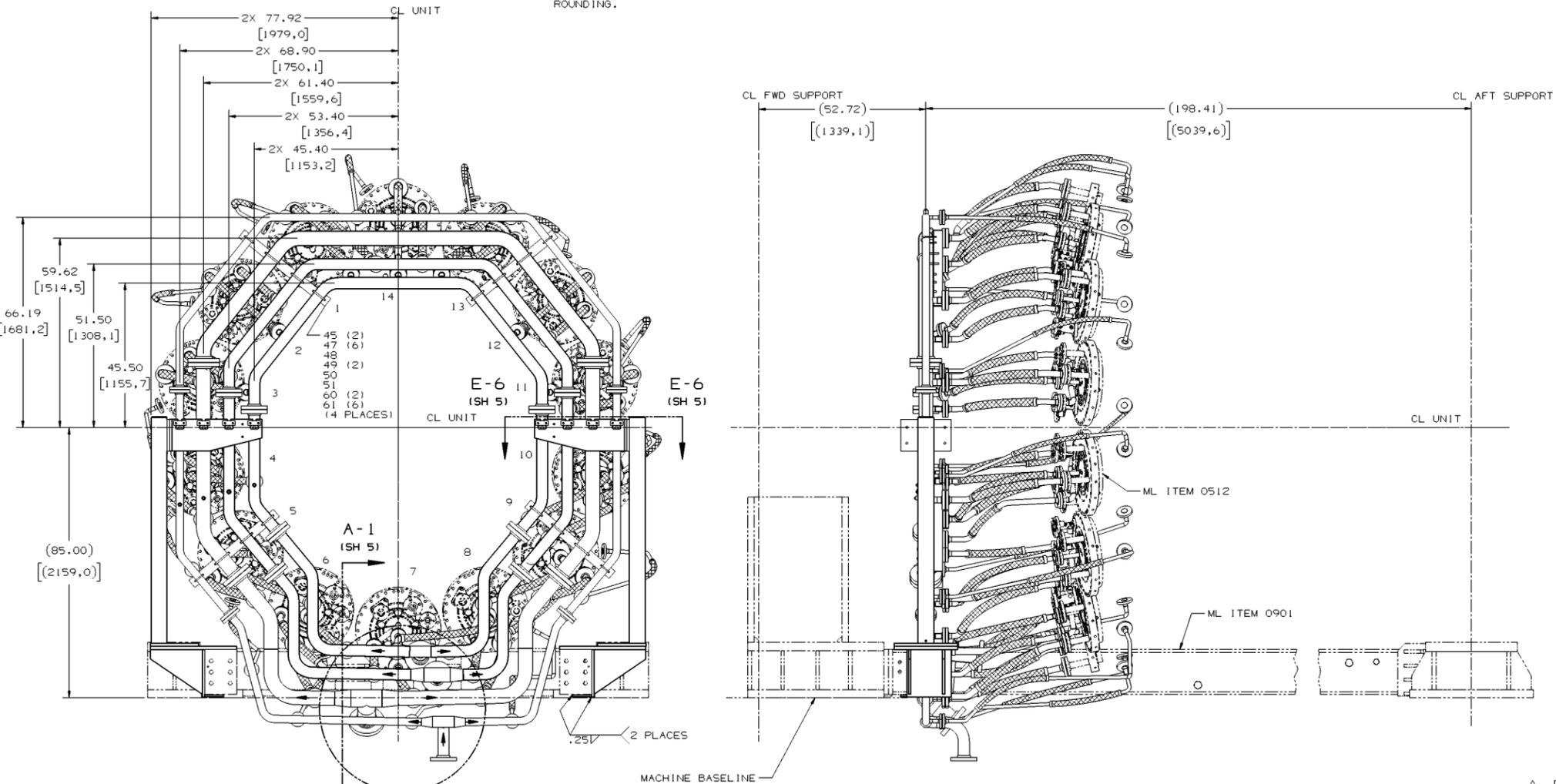
REVISE ON CAD ONLY
UG PART: 657079-0962-A0005
(SPEC: 131E4575)

NOTES :

- GENERAL MACHINING APPLIED PRACTICES ARE PER 348A9200.
- PIPING APPLIED PRACTICES ARE PER 351A3700.
- PIPING WELDS ARE PER PBA-AG3, FILLER MATERIAL IS PER COLUMN AE-L UNLESS OTHERWISE SPECIFIED IN THIS DOCUMENT.
- STRUCTURAL WELDS ARE PER PBA-AG1, FILLER MATERIAL IS PER COLUMN AB UNLESS OTHERWISE SPECIFIED.
- CLEAN AND PAINT PER ML ITEM 0108.
- TORQUE BOLTS AND STUDS PER 248A4158.
- THE FIELD, ASSEMBLER OR FABRICATOR SHALL PERFORM HYDROSTATIC TEST ON ALL PIPING PER 372A2947 UPON COMPLETION OF FINAL WELDS. IN ADDITION ON ANY PIPE WELDS THAT ARE MADE IN THE FIELD, INCLUDING THOSE THAT ARE MADE AS A RESULT OF CUTTING AND FITTING UP A PREVIOUSLY WELDED PART, REQUIRE HYDROSTATIC TESTING. AS AN OPTION, A PNEUMATIC TEST IS AN ALLOWABLE SUBSTITUTE TO HYDROSTATIC TEST. PNEUMATIC TEST SHALL BE PERFORMED PER 372A1391 TO A PRESSURE OF 440 PSIG.

(NOTES CONTINUED AT H-6)

- (NOTES CONTINUED FROM G-8)
- DO NOT CAUSTIC CLEAN FLEXIBLE METAL HOSES.
 - ALL PIPING AND FLEXHOSES TO BE INSTALLED IN A STRAIN FREE CONDITION.
 - THESE ARE "SPECIAL" GASKETS WITH INCREASED INTERNAL DIAMETER FOR USE ON SMALL BORE SLIP-ON FLANGES. DO NOT USE "STANDARD" GASKETS ON THESE CONNECTIONS.
 - FLOW DIRECTION IS DESIGNATED WITH AN ARROW SYMBOL.
 - HYDROSTATIC TEST CERTIFICATES TO BE PROVIDED TO GENERAL ELECTRIC FOR ALL PIPING AND FLEX HOSES. (THIS NOTE APPLIES TO GROUPS 6, 7, 8 AND 9 ONLY)
 - DIMENSIONS IN BRACKETS [] ARE MILLIMETERS AND ARE FOR REFERENCE ONLY. ALL DIMENSIONS OF THE MANUFACTURED PART(S) MUST EQUAL THE DECIMAL - INCH SYSTEM DIMENSIONS ON THE DRAWING AND, WHEN REQUIRED, BE RECORDED IN DECIMAL - INCH UNITS. MILLIMETER DIMENSIONS SHOWN MAY NOT CONVERT EXACTLY FROM INCHES DUE TO DIMENSIONAL ROUNDING.



DETAIL A-6 (SH 5)

- (67) SUMM - WITH HIGH TEMP HARDWARE AND HYDROSTATIC TEST CERTIFICATES REQUIRED (SEE NOTE 12)
- (68) UB34 PIPING - WITH HIGH TEMP HARDWARE AND HYDROSTATIC TEST CERTIFICATES REQUIRED (SEE NOTE 12)
- (69) UB34 KITTING FLEX HOSES - WITH HYDROSTATIC TEST CERTIFICATES REQUIRED (SEE NOTE 12)
- (64) UB34 KITTING FLEXHOSES
- (65) UB34 SUPPORT STRUCTURE
- (66) UB34 SUMM - KITTING FLEX HOSES - WITH HYDROSTATIC TEST CERTIFICATES REQUIRED (SEE NOTE 12)
- (61) SUMM - KITTING FLEX HOSES
- (62) SUMM - WITH HIGH TEMP HARDWARE
- (63) UB34 PIPING - WITH HIGH TEMP HARDWARE

CTO

8	PNEUMATIC TEST	372A1391
7	HYDRST TEST, FUEL GAS	372A2947
6	BLT & STUD TORQUING	248A4158
5	INSTR, CLN & PNT	ML ITEM 0108
4	WELDING-GENL SPEC	PBA-AG1
3	WLD FAB OF STRB PP	PBA-AG3
2	APLD PRAC - PP	351A3700
1	APLD PRAC - GENL MACH	348A9200
IT	NOMENCLATURE IDENT	

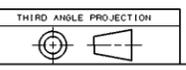
5	4	3	2	1	SH
---	---	---	---	---	----

BOM ISSUED

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE	GE Power Generation
DIMENSIONS ARE IN INCHES	DAVID THURMAN A	05-07-01	
TOLERANCES ON	REGGIE DAVIS	05-07-15	
2 PL DECIMALS ± .01	CHRIS S KAUFFMANN	05-07-15	
3 PL DECIMALS ± .005	REGGIE DAVIS	05-07-15	
ANGLES ± .1			
FRACTIONS ± .001			

PIPING ARR,
FUEL GAS-TURBINE
FIRST MADE FOR ML-7A1WFA1-9 0362
DATE CODE 131E4575

© COPYRIGHT 2005 GENERAL ELECTRIC COMPANY
PROPRIETARY INFORMATION: THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.

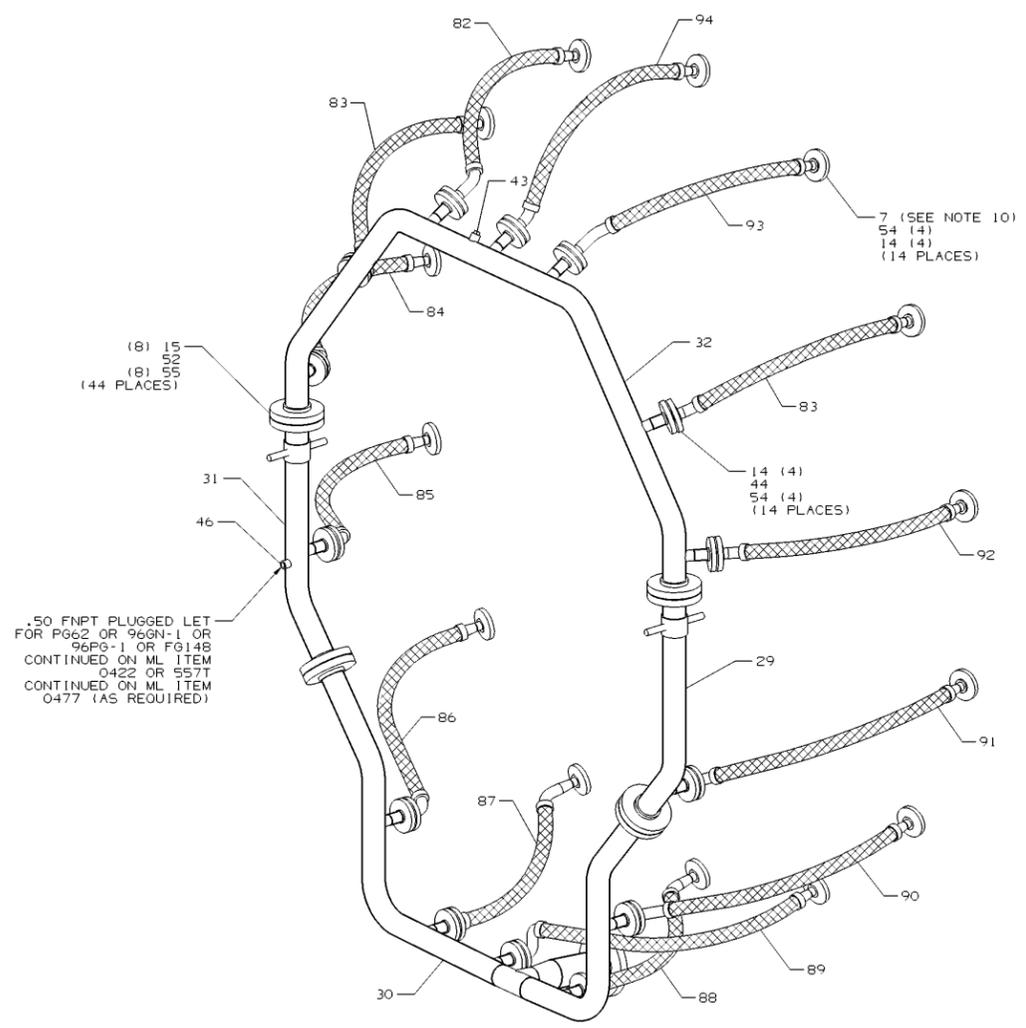
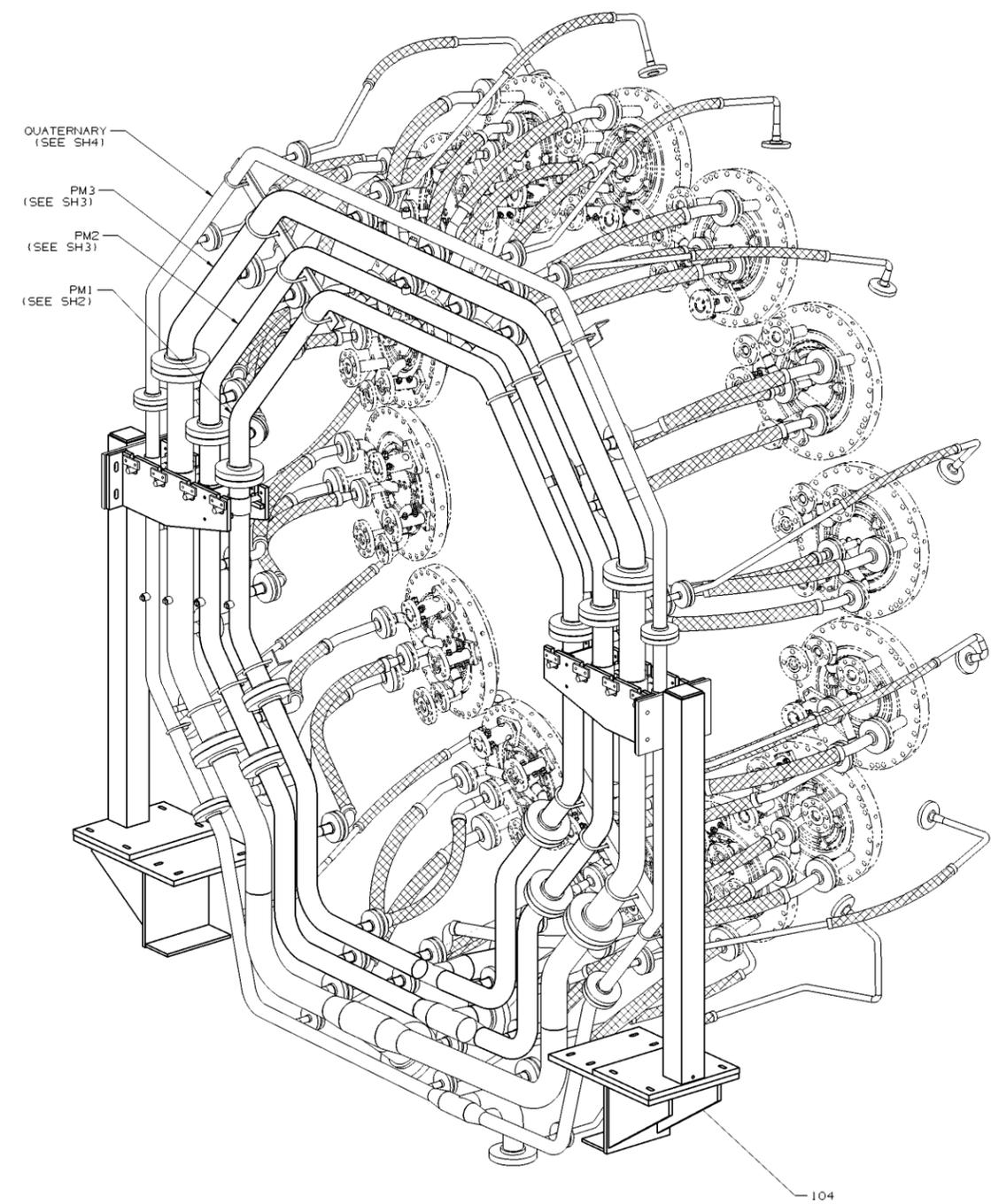


DT-1N

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
2			
1			

REVISE ON CAD ONLY
 UG PART: 657079-0962-A0005
 (SPEC: 131E4575)

H
G
F
E
D
C
B
A

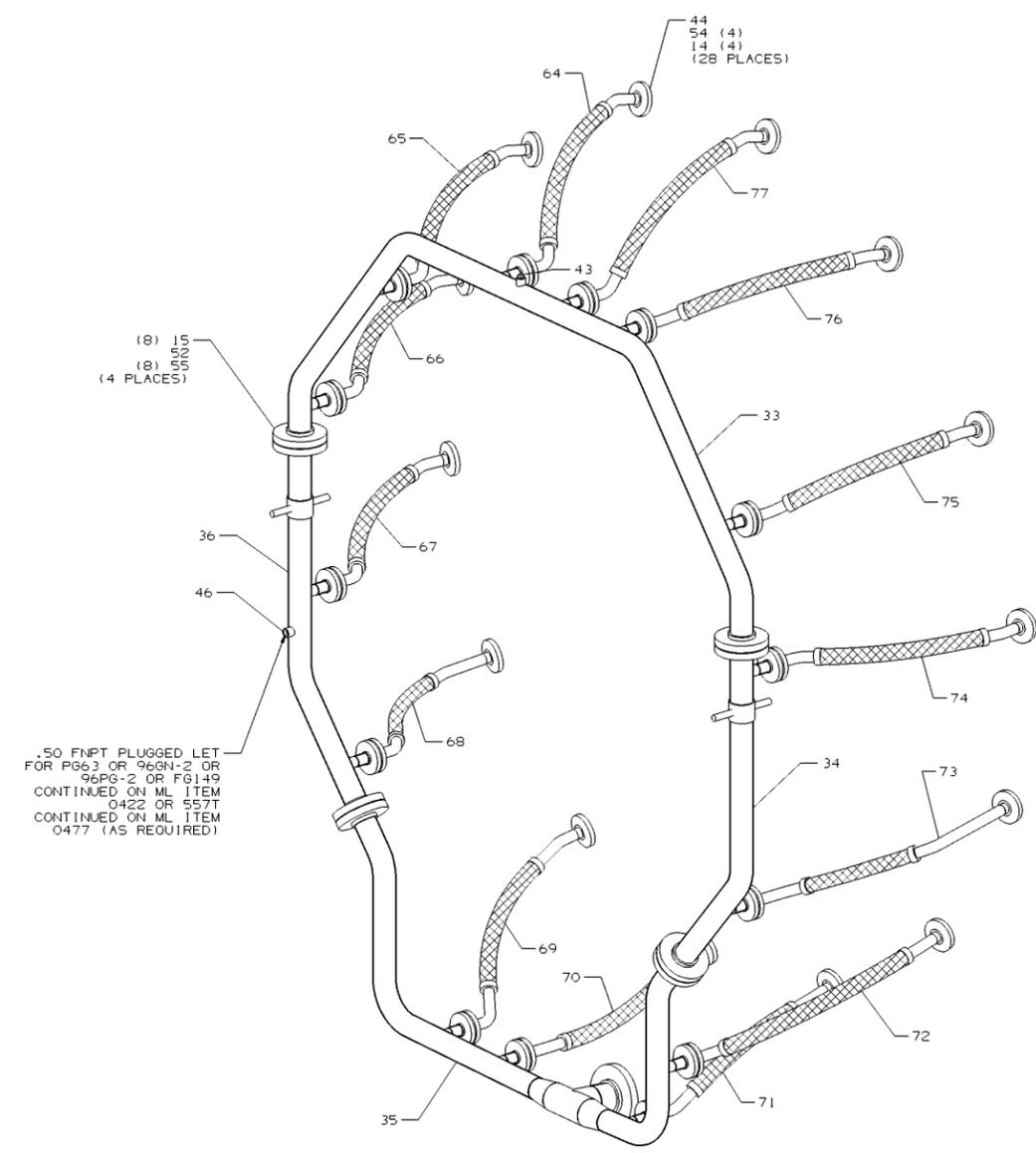


ISOMETRIC VIEW
 PM1 ONLY

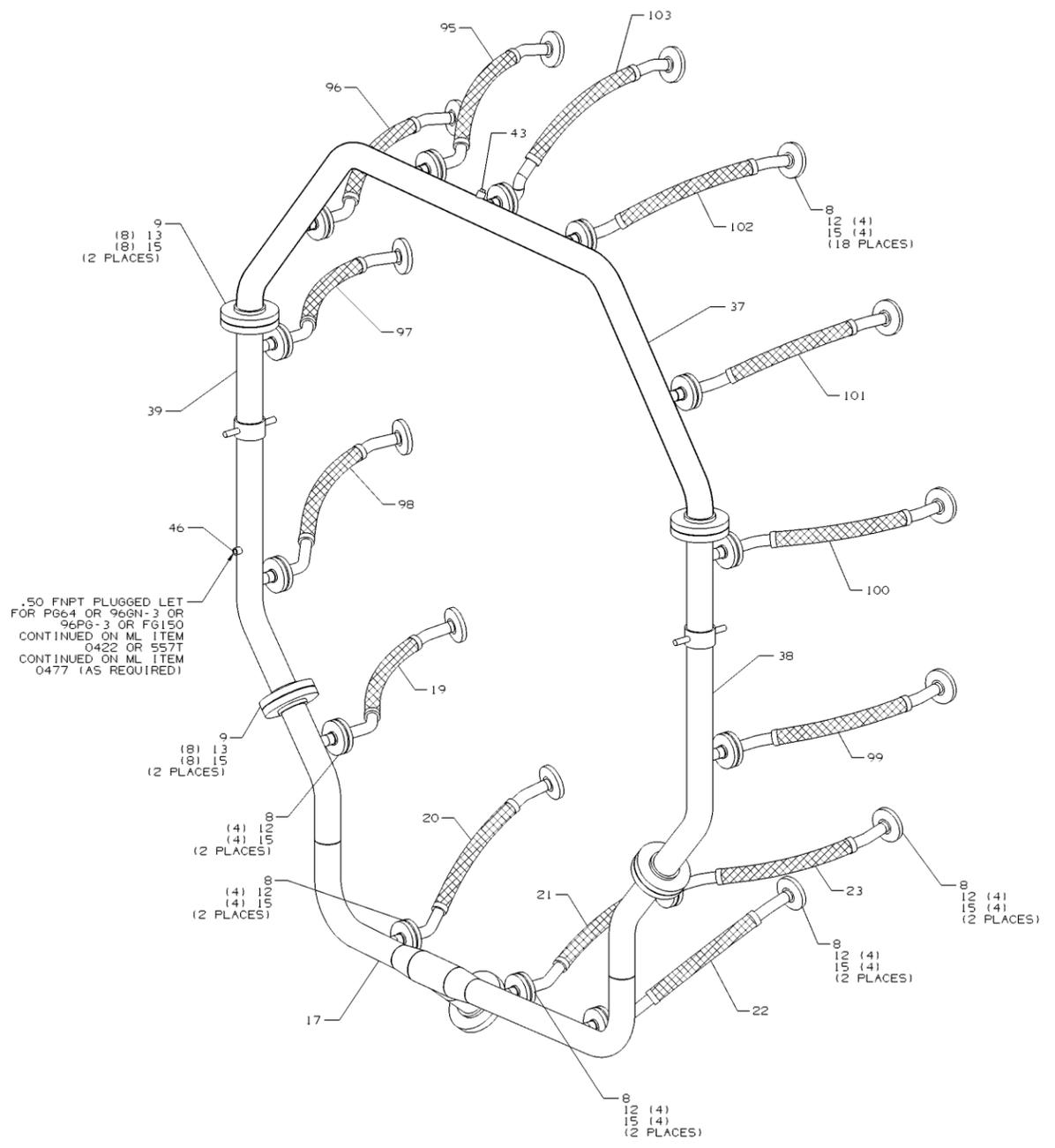
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED

REVISE ON CAD ONLY
 UG PART: 657079-0962-A0005
 (SPEC: 131E4575)

H
G
F
E
D
C
B
A



ISOMETRIC VIEW
PM2 ONLY



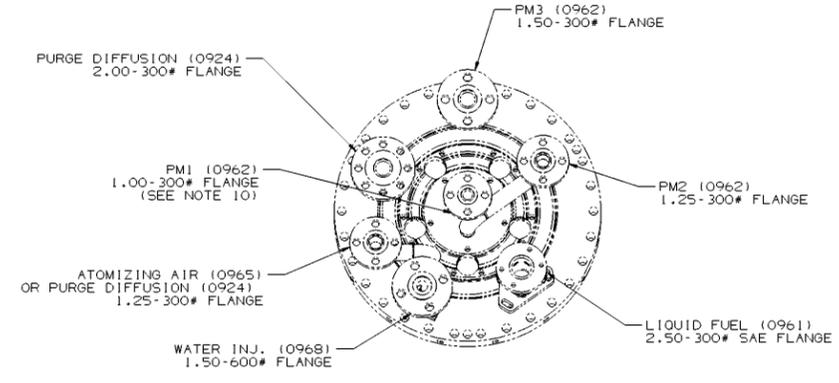
ISOMETRIC VIEW
PM3 ONLY

© COPYRIGHT 2005 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION - THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.

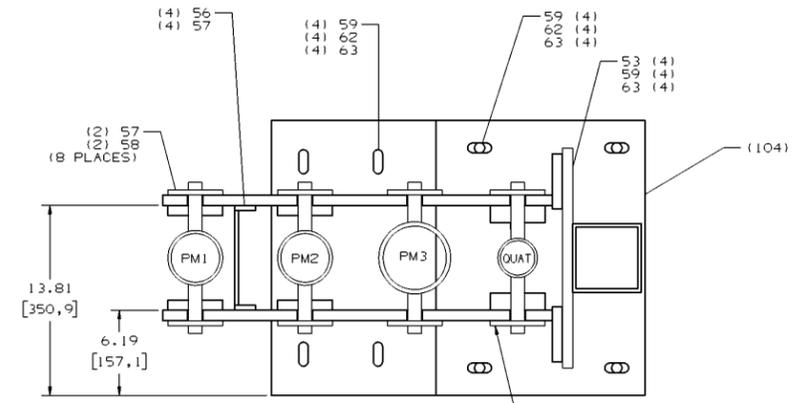
GENERAL ELECTRIC COMPANY	131E4575	CASE CODE	0962
ISSUED: RESHIE DAVIS 05-07-15	SCALE: NONE	131E4575	SHEET 3

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
5			

REVISE ON CAD ONLY
UG PART: 657079-0962-A0005
(SPEC: 131E4575)

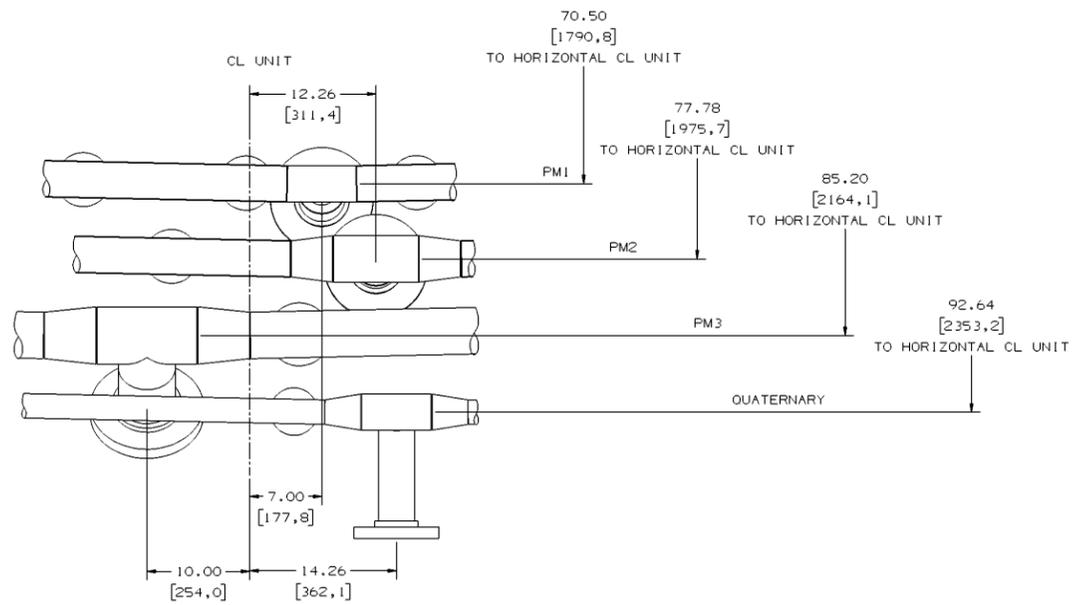


COMBUSTION CAN 14

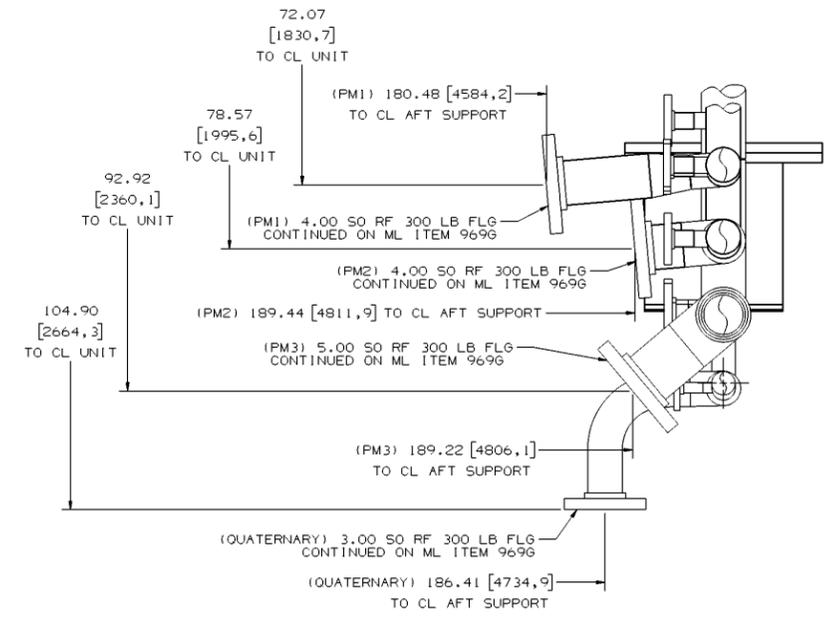


LOCKING PLATES MAY BE INSTALLED ON INSIDE OF SLOTTED PLATE TO LOCK PINS AS REQUIRED.

SECTION E-6 (D-5 SH 1)
(2 PLACES)
(1 AS SHOWN, 1 ROTATED 180°)



DETAIL A-6 (B-7 SH 1)



SECTION A-1 (B-7 SH 1)

© COPYRIGHT 2005 GENERAL ELECTRIC COMPANY
PROPRIETARY INFORMATION - THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.

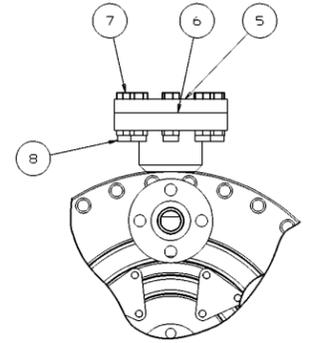
GENERAL ELECTRIC COMPANY	DATE	CODE	REV	131E4575
DAVID THIRAKOSWAMY	08-07-05	E	5	5
ISSUED: MEDIE DAVIS 05-07-15	SCALE: NONE			

131E4575 5 1

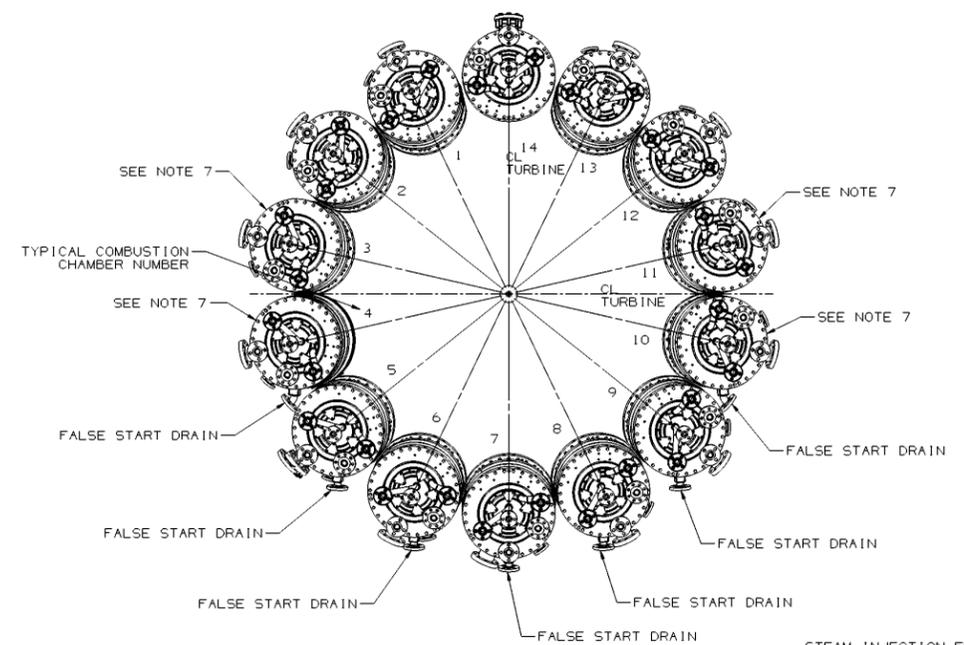
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
1	(1) ADDED GROUPS 35 THRU 46 DCI-06013995	06-08-18 J054	VSK2
J. SUASTEGUI			

REVISE ON CAD ONLY
UG PART: 119E7792G001
(SPEC: 119E7792)

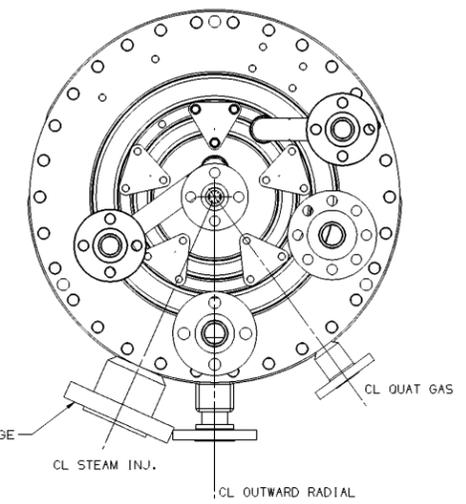
- NOTES :
1. MAINTAIN PROTECTIVE CAPS ON INLET FLANGES DURING HANDLING OPERATIONS.
 2. MOUNT GASKET PART 3, TO COVER PLATE PRIOR TO MATING FORWARD CASE
 3. APPLY ANTI-SEIZE COMPOUND PER ITEM 3 PRIOR TO INSTALLATION OF BOLTS PART 4.
 4. TORQUE BOLTS PER ITEM 2.
 5. STEAM INJECTION FLANGE NOT PRESENT ON ALL UNITS: SEE BOM FOR PART 2.
 6. NO **CTO** REQUIRED.
 7. SEE SUMMARY SHEET LIST (SUMM AND SUMX) FOR ITEMS REMOVED PRIOR TO SHIPMENT AND REINSTALLED IN THE FIELD (PART 5,6,7 AND 8 ON CANS 3,4,10 AND 11).



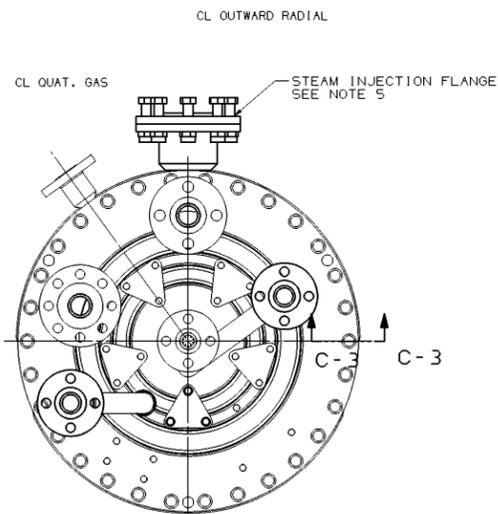
GROUPS 1-4 AND 9-11 ONLY
ALL CHAMBERS



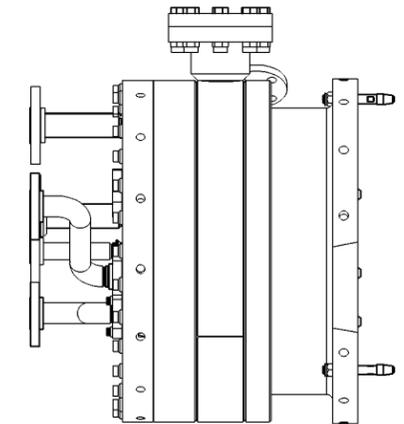
VIEW LOOKING DOWNSTREAM
SHOWING LOCATION AND ORIENTATION
OF FORWARD COMBUSTION CASES WITH RESPECT
TO COMBUSTION CHAMBERS



CHAMBER 7



CHAMBERS 1-6, 8-14



ENLARGED SECTION C-3 (c-6)

GROUP	DESCRIPTION	FIRST USED
XXX	BLANK GAS HOLES/CAST CENTER NOZZLE	A/O
001		
002	DIFFERENT PART 1, OWSA G001	
003	DIFFERENT PART 1, OWSA G001	
004	DIFFERENT PART 1, OWSA G001	
005	W/O PARTS 5, 6, 7, AND 8 OWSA G002	
006	DIFFERENT PART 1, OWSA G005	
007	W/O PARTS 5, 6, 7, AND 8 OWSA G003	
008	W/O PARTS 5, 6, 7, AND 8 OWSA G004	
009	DIFFERENT PART 1, OWSA G001	
G010	DIFFERENT PART 1 AND 2, OWSA G001	
G011	DIFFERENT PART 1 AND 2, OWSA G002	
012	CAST CENTER NOZZLE, OWSA G001	DO NOT REORDER, USE G023
013	CAST CENTER NOZZLE, OWSA G002	DO NOT REORDER, USE G024
014	CAST CENTER NOZZLE, OWSA G003	DO NOT REORDER, USE G025
015	CAST CENTER NOZZLE, OWSA G004	DO NOT REORDER, USE G026
016	CAST CENTER NOZZLE, OWSA G005	DO NOT REORDER, USE G027
017	CAST CENTER NOZZLE, OWSA G006	DO NOT REORDER, USE G028
018	CAST CENTER NOZZLE, OWSA G007	DO NOT REORDER, USE G029

GROUP	DESCRIPTION	FIRST USED
019	CAST CENTER NOZZLE, OWSA G008	
020	CAST CENTER NOZZLE, OWSA G009	DO NOT REORDER, USE G030
021	CAST CENTER NOZZLE, OWSA G010	DO NOT REORDER, USE G031
022	CAST CENTER NOZZLE, OWSA G011	DO NOT REORDER, USE G032
023	DIFF PARTS 1 & 3, OWSA G012	DO NOT REORDER, USE G033
024	DIFF PARTS 1 & 3, OWSA G013	
025	DIFF PARTS 1 & 3, OWSA G014	
026	DIFF PARTS 1 & 3, OWSA G015	
027	DIFF PARTS 1 & 3, OWSA G016	
028	DIFF PARTS 1 & 3, OWSA G017	
029	DIFF PARTS 1 & 3, OWSA G018	
030	DIFF PARTS 1 & 3, OWSA G019	
031	DIFF PARTS 1 & 3, OWSA G020	
032	DIFF PARTS 1 & 3, OWSA G021	
033	DIFF PARTS 1 & 3, OWSA G022	
034	ADDS METI REQUIREMENTS OWSA G032	
035	DIFFERENT PART 1, OWSA G023	
036	DIFFERENT PART 1, OWSA G024	
037	DIFFERENT PART 1, OWSA G025	
038	DIFFERENT PART 1, OWSA G026	
039	DIFFERENT PART 1, OWSA G027	
040	DIFFERENT PART 1, OWSA G028	
041	DIFFERENT PART 1, OWSA G029	

DO NOT REORDER, USE G030
DO NOT REORDER, USE G031
DO NOT REORDER, USE G032
DO NOT REORDER, USE G033

GROUP	DESCRIPTION	FIRST USED
042	DIFFERENT PART 1, OWSA G030	
043	DIFFERENT PART 1, OWSA G031	
044	DIFFERENT PART 1, OWSA G032	
045	DIFFERENT PART 1, OWSA G033	
046	DIFFERENT PART 1, OWSA G034	

3 ANTI-SEIZE	287A1307
2 BLT & STUD TORQUING	248A4158
1 APPLD PRAC, GENL MACH	348A9200
NOMENCLATURE IDENT	
LIST OF COMPLEMENTARY DOCUMENTS	

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED		SIGNATURES		DATE	
DIMENSIONS ARE IN INCHES		DRAN DAVARAJ		03-04-08	
TOLERANCES UNLESS OTHERWISE SPECIFIED		OROND SRINI V HOLLAKAL		03-04-08	
2 PL DECIMALS ±		ENRAB SARIN HEDERSON		03-04-22	
3 PL DECIMALS ±		ISSUED SRINI V HOLLAKAL		03-05-30	
FRACTIONS ±		MILL ARTHUR PECK		03-05-15	
APPLIED PRACTICES 348A9200		QUALITY JOHN KENNEY		03-05-27	
BOM ISSUED		GE Power Generation		GENERAL ELECTRIC COMPANY	
FIRST MADE FOR ML-7A1PFA43-1		0513		119E7792	
SCALE NONE		SHEET 1		119E7792	

THIRD ANGLE PROJECTION
THIS DRAWING PREPARED
IN ACCORDANCE WITH
ASME Y14.5M-1994

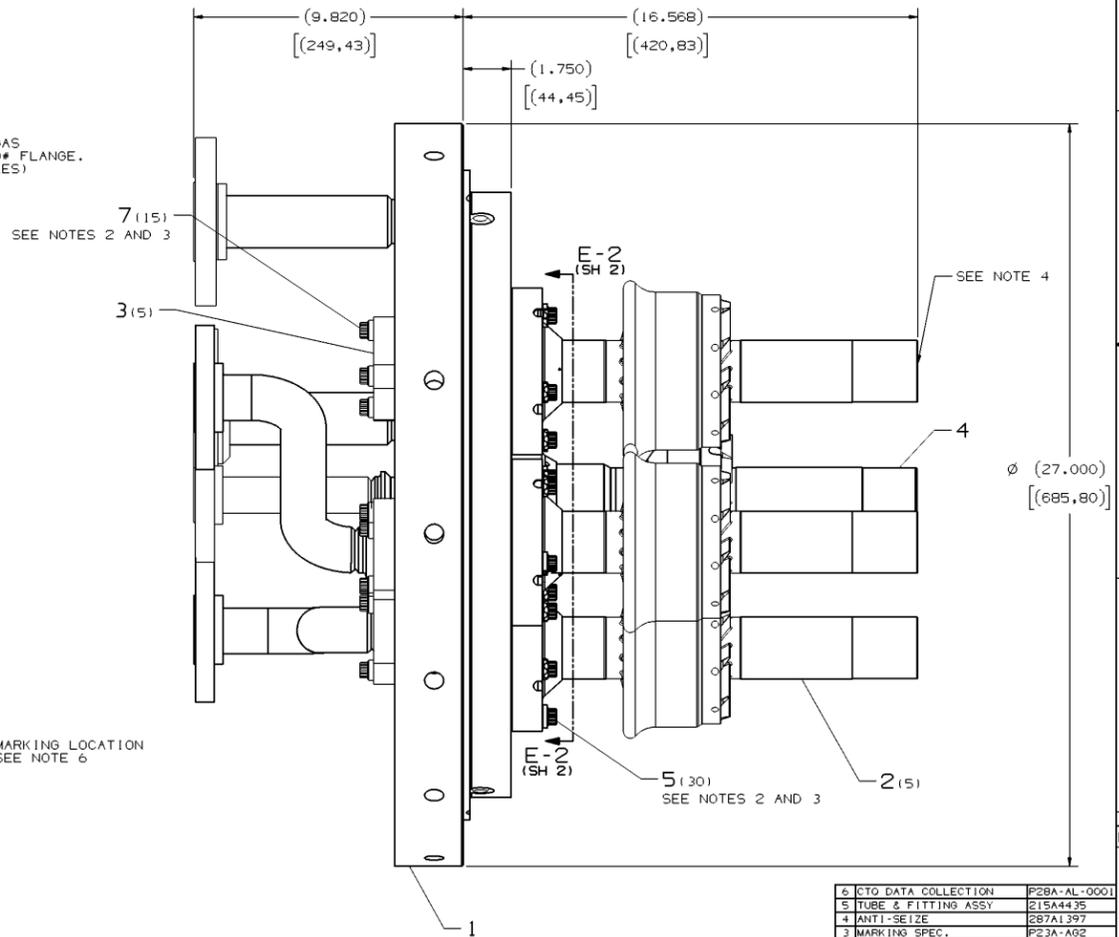
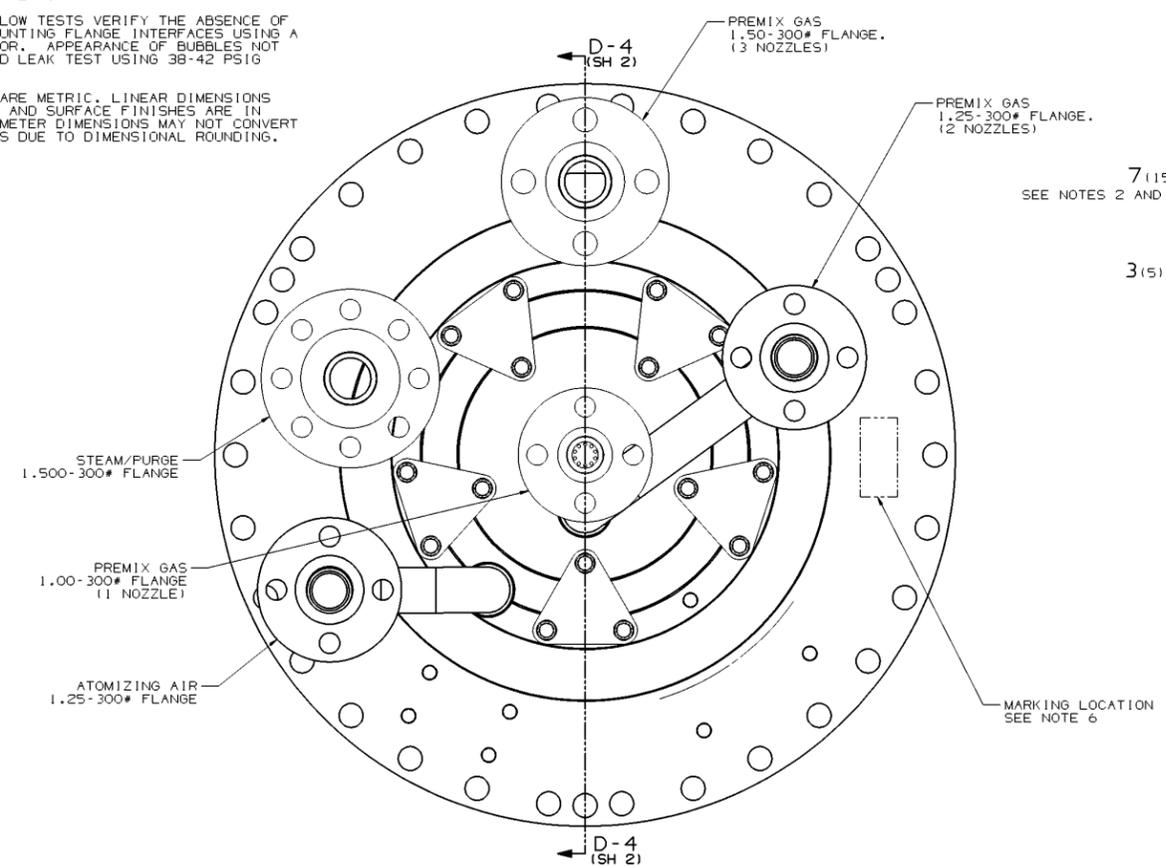
© COPYRIGHT 2003 GENERAL ELECTRIC COMPANY
PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS
PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC
COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO
OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF
GENERAL ELECTRIC COMPANY.

REV NO		119E7640	REV	1	DATE	06-08-21	APPROVED	VKS2
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED					
C	(1) ADDED GROUPS 23 THRU 33 DCI 06013995 TO SH 2 ADDED DUAL DIMENSIONS M. ARREDONDO	06-08-21	VKS2					

REVISE ON CAD ONLY
UG PART: 119E7640G001
(SPEC: 119E7640)

NOTES:

- INSTALL METALLIC SEALS (PARTS 9-13) WHILE COVER (PART 1) IS ORIENTED HORIZONTALLY. DO NOT APPLY SEALANTS OR LUBRICANTS. E-SEALS MAY BE REUSED IF NOT DAMAGED.
- APPLY THREAD LUBRICANT, (2B7A1397), TO MOUNTING BOLTS, (PARTS 5 AND 7).
- TORQUE NOZZLE MOUNTING BOLTS (PARTS 5 AND 7) PER THE FOLLOWING VALUES:
500 BOLT - 60 FT-LB (81.4 N-m)
MAINTAIN EVEN LOADING AROUND FLANGE DURING TORQUE APPLICATIONS.
- CAP ALL FLANGES AND NOZZLE TIPS DURING SHIPPING AND HANDLING.
- STAKE CUP WASHERS (PART 6) AS SHOWN IN SECTION E-2 (SH 2). BEFORE TESTING, USING .060 (1.52) SPHERICAL RADIUS NOSE DRIFT PUNCH. VERIFY STAKING OF ALL BOLTS PRIOR TO NEXT LEVEL OF ASSEMBLY.
- PERMANENTLY MARK PER P23A-AG2 ON TOP OF COVER AT LOCATION SHOWN.
- AIR FLOW TEST PER P24A-AG1. LIMITS PER TABULATED GROUP CHART. TOTAL EFFECTIVE AREA FLOW VARIATION NOT TO EXCEED 5% (MIN TO MAX) WITHIN A COMPLETE TURBINE SET.
- RESULTS OF ALL ACCEPTANCE TEST REQUIREMENTS SHALL BE RECORDED ALONG WITH SUPPLIER COMPONENT TEST RESULTS.
- CTO PER 348A9200, PARAGRAPH 6.13 AND ITEM 6.
- GAS PIPING, INCLUDING ENDCOVER INTERNAL MANIFOLDS, SHALL BE DESIGNED TO MEET THE REQUIREMENTS OF NACE STANDARD MR0175 - STANDARD MATERIAL REQUIREMENTS - SULFIDE STRESS CRACKING RESISTANT METALLIC MATERIALS FOR OIL FIELD EQUIPMENT.
- WHILE PERFORMING FLOW TESTS VERIFY THE ABSENCE OF LEAKS AT NOZZLE MOUNTING FLANGE INTERFACES USING A LIQUID LEAK DETECTOR. APPEARANCE OF BUBBLES NOT ALLOWED. RECOMMEND LEAK TEST USING 38-42 PSIG (2.6-2.9 BAR) AIR.
- DIMENSIONS IN () ARE METRIC. LINEAR DIMENSIONS ARE IN MILLIMETERS AND SURFACE FINISHES ARE IN MICROMETERS. MILLIMETER DIMENSIONS MAY NOT CONVERT EXACTLY FROM INCHES DUE TO DIMENSIONAL ROUNDING.



6	CTO DATA COLLECTION	P28A-AL-0001
5	TUBE & FITTING ASSY	215A4435
4	ANTI-SEIZE	387A1397
3	MARKING SPEC.	P23A-AG2
2	FLOW TEST PROCESS	P24A-AG1
1	APPLIED PRACTICES	348A9200
IT.	NOMENCLATURE	IDENT
LIST OF COMPLEMENTARY DOCUMENTS		

C	C	REV	REV STATUS OF SHEETS
2	1	SH	

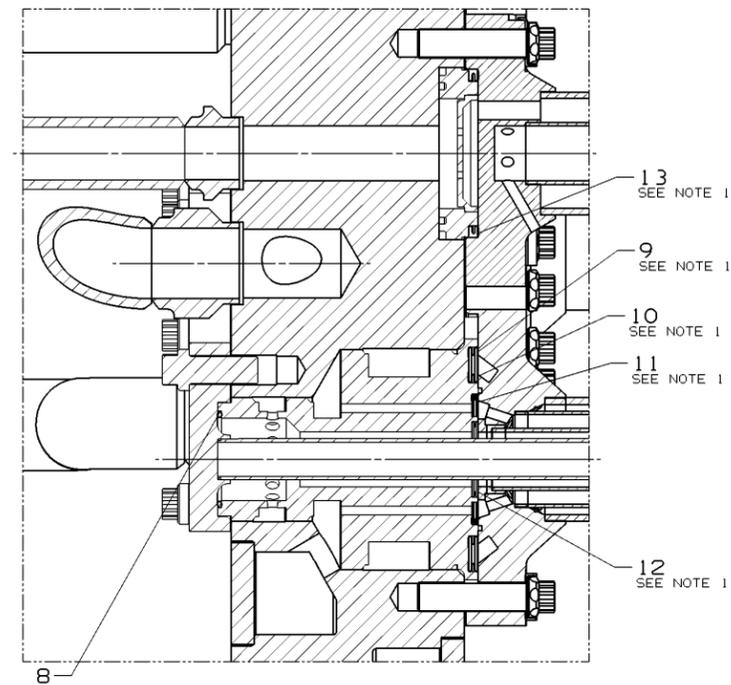
UNLESS OTHERWISE SPECIFIED		SIGNATURES		DATE	GENERAL ELECTRIC COMPANY GAS TURBINE DIVISION SHELTON, CT	
DIMENSIONS ARE IN INCHES UNLESS OTHERWISE SPECIFIED		DRAN SRINI V HELLAMAL	03-04-10		CAST CENTER FUEL NOZZLE ASSY GAS ONLY	
TOLERANCES UNLESS OTHERWISE SPECIFIED		CHANDRAN SRINI V HELLAMAL	03-05-10		FIRST MADE FOR GFA+E 0513	
2 PL. DECIMALS ±		CHANDRAN SRINI V HELLAMAL	03-05-21		PART NO. 119E7640	
3 PL. DECIMALS ±		CHANDRAN SRINI V HELLAMAL	03-05-21		SCALE NONE	
FRACTIONS ±		ISSUED SRINI V HELLAMAL	03-05-30		CALC WT	
FRACTIONS ±		WAL. ARTHUR PECK	03-0-15		LBS	
APPLIED PRACTICES 348A9200		QUALITY JOHN KENNEY	03-05-27		SHEET 1	
REV 119E7640		SIM 101	114E5657			

THIRD ANGLE PROJECTION
THIS DRAWING PREPARED IN ACCORDANCE WITH ASME Y14.5M-1994

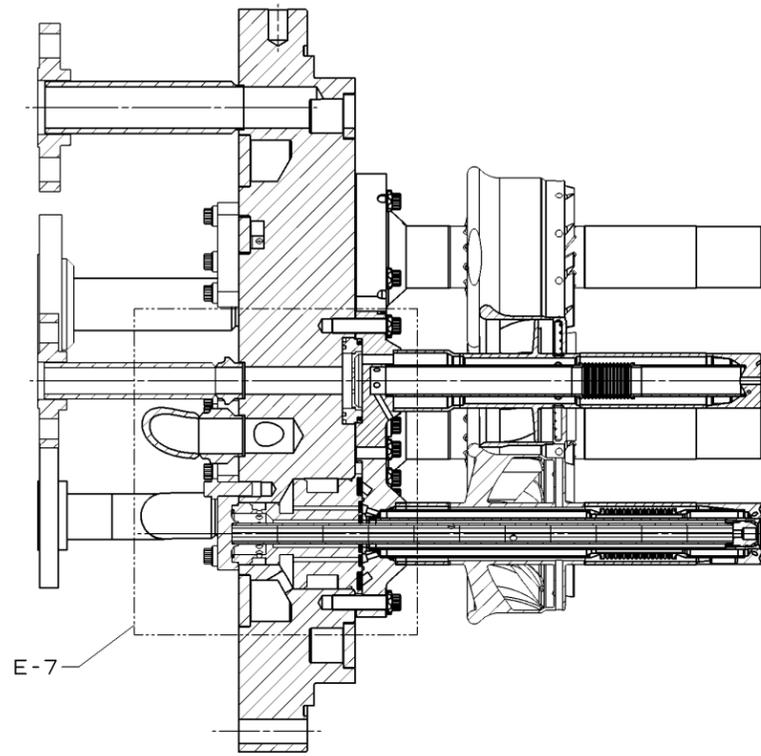
© COPYRIGHT 2003 GENERAL ELECTRIC COMPANY
PROPRIETARY INFORMATION - THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
1	119E7640		
2	ADDED DUAL DIMENSIONS	06-08-24	VKS2
3	DCI 06013995	MAT17	
	M.ARREDONDO		

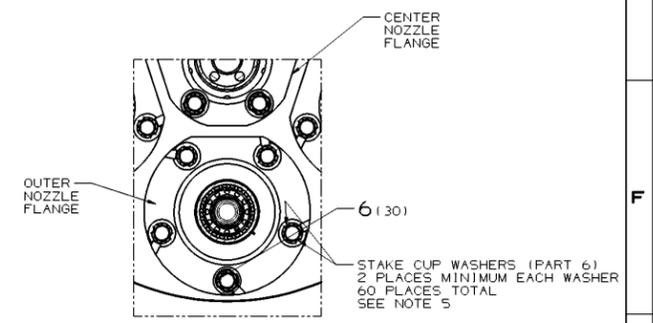
REVISE ON CAD ONLY
 UG PART: 119E7640G001
 (SPEC: 119E7640)



DETAIL E-7 (E-5)



SECTION D-4 (B-6, SH 1)



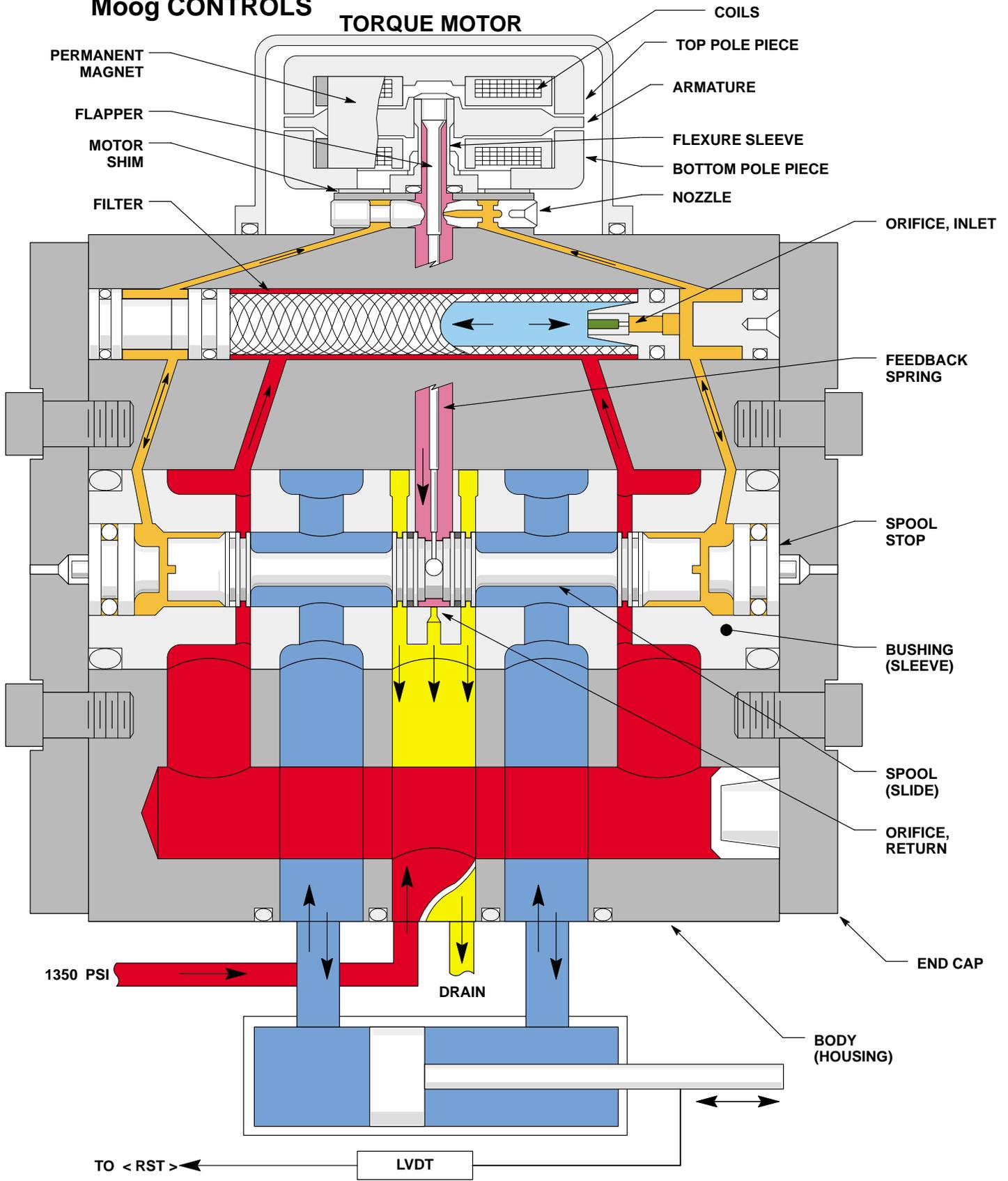
PARTIAL SECTION E-2 (C-3, SH 1)

	+/- 2.5 %	+/- 2.5 %	+/- 2.5 %	+/- 5 %	+/- 2.5 %	
022	.0925 (59,677)	.195 (125,81)	.292 (188,39)	.241 (155,48)	.285 (183,87)	DIFF PART 1, OWSA G011
021	.0872 (56,258)	.174 (112,26)	.263 (169,68)	.241 (155,48)	.285 (183,87)	DIFF PART 1, OWSA G010
020	.0839 (54,129)	.174 (112,26)	.263 (169,68)	.241 (155,48)	.285 (183,87)	DIFF PART 1, OWSA G008
019	.0839 (54,129)	.168 (108,39)	.251 (161,94)	.241 (155,48)	.285 (183,87)	DIFF PART 1, OWSA G007
018	.090 (58,06)	.195 (125,81)	.292 (188,39)	.241 (155,48)	.285 (183,87)	DIFF PART 1, OWSA G006
017	.0925 (59,677)	.195 (125,81)	.292 (188,39)	.241 (155,48)	.285 (183,87)	DIFF PART 1, OWSA G005
016	.0666 (42,968)	.168 (108,39)	.251 (161,94)	.241 (155,48)	.285 (183,87)	DIFF PART 1, OWSA G004
015	.0769 (49,613)	.168 (108,39)	.251 (161,94)	.241 (155,48)	.285 (183,87)	DIFF PART 1, OWSA G003
014	.123 (79,35)	.247 (159,35)	.368 (237,42)	.106 (68,39)	.285 (183,87)	DIFF PART 1, OWSA G003
013	.114 (73,55)	.234 (150,97)	.345 (222,58)	.106 (68,39)	.285 (183,87)	DIFF PART 1, OWSA G002
012	.0994 (64,129)	.212 (136,77)	.312 (201,29)	.106 (68,39)	.285 (183,87)	DIFF PART 1, OWSA G001
011	.0925 (59,677)	.195 (125,81)	.292 (188,39)	.241 (155,48)	.285 (183,87)	
010	.0872 (56,258)	.174 (112,26)	.263 (169,68)	.241 (155,48)	.285 (183,87)	
009	.0839 (54,129)	.174 (112,26)	.263 (169,68)	.241 (155,48)	.285 (183,87)	
008	.0839 (54,129)	.168 (108,39)	.251 (161,94)	.241 (155,48)	.285 (183,87)	
007	.090 (58,06)	.195 (125,81)	.292 (188,39)	.241 (155,48)	.285 (183,87)	
006	.0925 (59,677)	.195 (125,81)	.292 (188,39)	.241 (155,48)	.285 (183,87)	
005	.0666 (42,968)	.168 (108,39)	.251 (161,94)	.241 (155,48)	.285 (183,87)	
004	.0769 (49,613)	.168 (108,39)	.251 (161,94)	.241 (155,48)	.285 (183,87)	
003	.123 (79,35)	.247 (159,35)	.368 (237,42)	.106 (68,39)	.285 (183,87)	
002	.114 (73,55)	.234 (150,97)	.345 (222,58)	.106 (68,39)	.285 (183,87)	
001	.0994 (64,129)	.212 (136,77)	.312 (201,29)	.106 (68,39)	.285 (183,87)	
xxx	-----	-----	-----	-----	-----	A/O-BLANK GAS HOLES
GROUP NO.	Ø 1.25 P R PREMIX 1	Ø 1.25 P R PREMIX 2	Ø 1.25 P R PREMIX 3	Ø 1.25 P R ATMG AIR	Ø 1.25 P R STEAM/PURGE	FIRTS MADE FOR
(CTO) GAS PASSAGEWAY EFFECTIVE AREA						

	+/- 2.5 %	+/- 2.5 %	+/- 2.5 %	+/- 5 %	+/- 2.5 %	
033	.0925 (59,677)	.195 (125,81)	.292 (188,39)	.241 (155,48)	.285 (183,87)	DIFF PART 1, OWSA G022
032	.0872 (56,258)	.174 (112,26)	.263 (169,68)	.241 (155,48)	.285 (183,87)	DIFF PART 1, OWSA G021
031	.0839 (54,129)	.174 (112,26)	.263 (169,68)	.241 (155,48)	.285 (183,87)	DIFF PART 1, OWSA G020
030	.0839 (54,129)	.168 (108,39)	.251 (161,94)	.241 (155,48)	.285 (183,87)	DIFF PART 1, OWSA G019
029	.090 (58,06)	.195 (125,81)	.292 (188,39)	.241 (155,48)	.285 (183,87)	DIFF PART 1, OWSA G018
028	.0925 (59,677)	.195 (125,81)	.292 (188,39)	.241 (155,48)	.285 (183,87)	DIFF PART 1, OWSA G017
027	.0666 (42,968)	.168 (108,39)	.251 (161,94)	.241 (155,48)	.285 (183,87)	DIFF PART 1, OWSA G016
026	.0769 (49,613)	.168 (108,39)	.251 (161,94)	.241 (155,48)	.285 (183,87)	DIFF PART 1, OWSA G015
025	.123 (79,35)	.247 (159,35)	.368 (237,42)	.106 (68,39)	.285 (183,87)	DIFF PART 1, OWSA G014
024	.114 (73,55)	.234 (150,97)	.345 (222,58)	.106 (68,39)	.285 (183,87)	DIFF PART 1, OWSA G013
023	.0994 (64,129)	.212 (136,77)	.312 (201,29)	.106 (68,39)	.285 (183,87)	DIFF PART 1, OWSA G012
GROUP NO.	Ø 1.25 P R PREMIX 1	Ø 1.25 P R PREMIX 2	Ø 1.25 P R PREMIX 3	Ø 1.25 P R ATMG AIR	Ø 1.25 P R STEAM/PURGE	FIRTS MADE FOR
(CTO) GAS PASSAGEWAY EFFECTIVE AREA						

Servovalve Overview

Moog CONTROLS



- | | |
|---|---|
| SUPPLY PRESSURE | CONTROL PORT PRESSURES |
| FILTERED 1st STAGE SUPPLY PRESSURE | RETURN PRESSURE |
| 1st STAGE CONTROL PRESSURE | INTERNAL DRAIN PRESSURE |

Tab 9



GE Power Systems

Sistema de aire sellado y enfriamiento

Estas instrucciones no intentan cubrir todos los detalles o variaciones en el equipo ni tampoco intentan contemplar toda posible contingencia relacionada con la instalación, operación o mantenimiento. Para mas información o en caso de asuntos particulares que no se encuentran lo suficientemente cubiertos según los propósitos del comprador, refiera dichos asuntos a la compañía GE.

I. GENERAL

El sistema de aire sellado y enfriamiento proporciona el flujo de aire necesario desde el compresor de la turbina de gas hacia las otras piezas del estator y rotor de la turbina de gas para evitar la acumulación de temperatura excesiva en estas piezas durante la operación normal y para evitar la pulsación del compresor.

La turbina 7FA+e tiene un sistema de lubricación de operación en vacío. Por tanto, la función de sello de cojinete no se utiliza. Cuando la turbina de gas está en operación, el aire se extrae de las etapas 9na y 13ra del compresor de flujo axial así como también de la descarga del compresor.

Se utiliza aire atmosférico de los sopladores de tipo centrífugo, fuera de base para enfriar el marco de escape de turbina y el área de cojinete N° 2.

Las funciones de sello y enfriamiento que proporciona el sistema son las siguientes:

1. Protección de pulsación de compresor
2. Enfriar las piezas internas
3. Enfriar el marco de escape de la turbina
4. Enfriar el área de cojinete N° 2

El sistema de aire sellado y enfriamiento consiste de pasajes de aire diseñados especialmente en la cubierta de turbina, toberas de turbina y rueda giratoria así como en la tubería para el aire de extracción del compresor y componentes asociados. Los componentes que se utilizan en el sistema incluyen:

1. Sopladores de enfriamiento del marco de escape de turbina
2. Motores para los sopladores de enfriamiento del marco de escape de turbina (88TK-1, -2)
3. Conmutadores de presión para los sopladores de enfriamiento del marco de escape de turbina (63TK-1, -2)
4. Regulador de tiro de corriente de aire invertida para los sopladores de enfriamiento del marco de escape de turbina (VCK7-1)
5. Sopladores de área de cojinete N° 2
6. Motores para los sopladores de área de cojinete N° 2 (88BN-1, -2)
7. Conmutadores de presión para los sopladores de área de cojinete N° 2 (63BN-1,-2)
8. Filtros de aire para los sopladores de área de cojinete N° 2
9. Regulador de tiro de corriente de aire invertida para los sopladores de área de cojinete N° 2 (VCK7-3)
10. Válvulas de extracción de aire VA2 -1, -2, -3, -4
11. Conmutadores de límite para cada válvula VA2 33CB-1, -2, -3, -4,-5,-6,-7,-8.
12. Válvulas solenoides 2OCB-1, -2 (para accionamiento de las válvulas de extracción de aire)

13. Transductores de presión de descarga de compresor 96CD-1, -1B, y -1C

Refiérase al diagrama esquemático de aire sellado y enfriamiento en la sección de Ilustraciones de referencia de este manual.

II. DESCRIPCIÓN FUNCIONAL

El sistema de aire de enfriamiento se compone de cuatro subsistemas mayores:

1. Subsistema de derivación de compresor para protección de pulsación
2. Subsistema de suministro de aire de enfriamiento de tobera de turbina
3. Subsistema de módulo de ventilador de enfriamiento de área de cojinete N° 2 y marco de escape
4. Subsistema de desvío de referencia de temperatura de escape

A. Subsistema de derivación de compresor para protección de pulsación

Las características de flujo, velocidad y presión del compresor de flujo axial de la turbina de gas son tales que se necesita equipo especial y establecimiento de secuencia de los componentes de la turbina de gas para evitar la pulsación del compresor cuando la turbina se enciende y en la aceleración hasta velocidad en la secuencia de encendido. La protección de pulsación también se requiere en la secuencia de desaceleración y paro y cuando la turbina se dispara. El equipo necesario para proporcionar esta protección es el subsistema de válvula de derivación del compresor y el subsistema de álabe director de entrada variable. La operación del subsistema de álabe director de entrada se cubre en otro lugar en este manual.

La 7FA+e se equipa con cuatro válvulas de mariposa de cierre neumático (VA2-1, -2, -3, -4) para purgar el aire del compresor de la 9na y 13ra etapa al escape. Estas válvulas utilizan un muelle para abrir, de modo que un fallo en el sistema de aire de accionamiento causará que la válvula se mueva a la posición de apertura, colocando al compresor en modo seguro para el paro.

El aire de instrumento proporcionado por el cliente (controlado por las válvulas solenoides 20CB-1,-2) se utiliza para cerrar las válvulas de derivación del compresor. Para cada válvula de solenoide, el aire se transporta por tubería a las carcasas de pistón de las 2 válvulas de derivación. Las solenoides 20CB se equipan con una ventilación de respiración que debe inspeccionarse también para asegurar que el aire puede fluir libremente desde la toma "C" de la solenoide a la atmósfera. Si esta respiración se obstruye, las válvulas no abrirán de manera oportuna y la turbina puede experimentar un disparo.

Durante el arranque de la turbina, las 20CB-1, -2, no se energizan y las válvulas de derivación de la 9na y 13ra etapa están abiertas, permitiendo que el aire descargue en el pleno de escape y de ese modo eliminando la posibilidad de pulsación de compresor. Los conmutadores de límite, 33CB-1, -2, -3, -4, en las válvulas proporcionan lógica permisiva en la secuencia de encendido y aseguran que las válvulas de derivación estén totalmente abiertas antes de encender la turbina. Los conmutadores también proporcionan una alarma si cualquier válvula abre cuando se supone que esté cerrada. Cuando la turbina acelera a velocidad total, las válvulas solenoide 20CB-1, -2, se energizan para cerrar las válvulas de derivación y permiten la operación de funcionamiento normal de la turbina. Los conmutadores de límite 33CB-5, -6, -7, y -8 se utilizan para detectar si las válvulas están cerradas. Cuando se inicia una señal de paro de turbina, las válvulas 20CB-1, -2 se desenergizan, y el aire de compresor de nuevo se descarga en el pleno de escape para evitar la pulsación del compresor durante el período de desaceleración de la turbina.

PRECAUCIÓN

Bajo ninguna circunstancia debe intentarse encender la turbina si todas las válvulas de derivación no están totalmente abiertas. Puede ocurrir daño grave a la turbina de gas si las válvulas no están abiertas durante el ciclo de desaceleración y aceleración de la turbina.

Aunque las válvulas de descarga parecen estar en una disposición redundante en paralelo, no son redundantes. Ambas válvulas se necesitan para la función para proporcionar protección de pulsación adecuada.

B. Subsistema de suministro de aire de enfriamiento de tobera de turbina

El circuito de enfriamiento para los componentes de la turbina consiste tanto de circuitos externos e internos. Las paletas de la primera y segunda etapa, la tobera de la primera etapa y la protección de la primera etapa se enfrían mediante un circuito de aire de enfriamiento interno, mientras que las toberas de la segunda y tercera etapa se enfrían por un circuito de aire de enfriamiento externo.

La 17ma etapa y el aire de descarga del compresor suministran al circuito interno, y el aire de extracción de la 13ra etapa al circuito externo. El aire de enfriamiento de la protección y tobera de la primera etapa se suministra desde la carcasa de pleno de descarga del compresor, las piezas de transición de combustión. El enfriamiento de paleta se suministra mediante el aire que fluye hacia el interior en la rueda de compresor de la 17ma etapa, después a través de orificios perforados de manera axial a través de la pieza de separación, y después por encima de la rueda de turbina de la primera etapa. El aire de enfriamiento de paleta entonces fluye a través del orificio de la rueda de turbina de la primera etapa dentro de la cámara entre las paletas de la primera y segunda etapa. Este circuito también proporciona aire para calentar los orificios de las ruedas de la segunda y tercera etapa y para purgar los espacios de rueda.

El circuito externo consiste en una tubería entre la tubería de purga de la 13ra etapa y la camisa de la turbina. Un sistema de tuberías de dos ramales se utiliza para transportar el aire de enfriamiento desde la 13ra etapa del compresor a la camisa de la turbina. Esta tubería de subsistema se comparte con el subsistema de derivación del compresor para minimizar la cantidad de tubería. En cada tramo de tubería a la tobera de la segunda etapa, se ubica un filtro de sombrero cónico para proteger a los pequeños orificios de enfriamiento de impacto dentro de los álabes, de la obstrucción con suciedad e incrustaciones. Estos filtros de sombrero cónico se quitan después de un período de arranque inicial. Las placas de orificio en los tramos de tubería a cada tobera controlan el flujo de aire a través del sistema de tubería.

C. Subsistema de módulo de ventilador de enfriamiento de área de cojinete N° 2 y marco de escape

Un módulo de ventilador de enfriamiento que consiste de cuatro motores de accionamiento de sopladores centrífugos 88TK-1, -2 y 88BN-1, -2 proporciona flujo de aire al colector de enfriamiento de marco de turbina y al área de cojinete N° 2. Cada soplador se dimensiona para proporcionar el 100 por ciento del flujo requerido para su requisito de enfriamiento respectivo. Los motores se controlan para operar en una disposición de adelanto retraso de manera que sólo uno de los sopladores está en operación cuando la turbina de gas está en funcionamiento. Cada motor se equipa con un calentador de ambiente, 23TK -1, -2 o 23BN-1, -2, para el control de la humedad durante los períodos de paro.

Dos de los sopladores proporcionan aire para enfriamiento del marco de escape y del tercer espacio de rueda posterior. Una rejilla de entrada se proporciona con cada soplador y la descarga de cada uno pasa a través de una válvula de retención de tipo desviadora VCK7-1 antes de entrar a las aberturas del marco de escape. El aire de enfriamiento entra al marco de escape a través de ocho toberas radiales en el ánulo externo del marco. El aire enfría el diámetro externo del empaque de aislamiento de la trayectoria de gas de escape exterior. Algo de aire de enfriamiento sale del marco por la junta delantera con la protección de aleta de la tercera etapa. El flujo restante en la parte posterior, entonces gira y fluye a través y enfría los montantes de soporte radial. El aire enfría el diámetro interno del empaque de aislamiento de trayectoria de gas interno y sale del marco de escape y descarga en el espacio de rueda posterior de paleta de la tercera etapa. El aire de enfriamiento también evita que el gas de escape sea aspirado en el sumidero de cojinete N° 2.

Una disposición similar de dos sopladores se utiliza para proporcionar aire de enfriamiento al área de cojinete N° 2. Éstos se equipan con filtros de entrada para remover partículas de suciedad que podrían perjudicar al cojinete radial. También, la descarga de cada uno pasa a través de una válvula de retención de tipo desviadora VCK7-3 antes de entrar a la tubería de suministro principal del área de cojinete N° 2. Esta válvula es necesaria debido a la operación de adelanto retraso; de lo contrario el aire del soplador en operación no podría escapar a través del soplador inoperante, y de ese modo evitar al circuito de enfriamiento.

Los conmutadores de presión 63TK-1 y -2 en los sopladores de marco de escape, y 63BN-1 y 63BN-2 en soplador de área de cojinete N° 2 se utilizan para detectar la presión de descarga de cada uno de los sopladores. Si cualquier soplador o motor en el conjunto de operación fallara, la pérdida de presión de descarga causaría que los contactos del conmutador de presión 63TK o 63BN respectivo se cerraran, enviando una señal para encender el conjunto parado. Si ocurriese un segundo fallo, la turbina se apagará en una secuencia de paro normal.

NOTA

Cualquier motor o soplador defectuoso debe repararse o sustituirse lo más pronto posible para impedir la posibilidad de apagar la turbina como resultado de un segundo fallo.

D. Substación de desvío de referencia de temperatura de escape

Los límites de temperatura de encendido de turbina se determinan principalmente por las vidas de las piezas de turbina. Para obtener la operación de coste más eficiente de la turbina de gas, en servicio de generación eléctrica es habitual operar la turbina de gas en el límite de temperatura de encendido de turbina. El sistema de control de turbina hace un cálculo de la temperatura de encendido real y controla la operación de la turbina de manera que la temperatura de encendido real/calculada no exceda el límite de temperatura de encendido.

La temperatura de encendido se calcula a partir de tres entradas: la temperatura de escape medida por termocupla promedio, la razón de presión real en el compresor y los parámetros mecánicos de la turbina. Si los transductores de presión de descarga de compresor 96CD y su electrónica asociada fallaran, el sistema de control también permite el cálculo de la temperatura de encendido basado en el consumo real de combustible.

III. OTRAS CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA

A. Suministro de aire presurizado

El aire de descarga del compresor se utiliza como fuente de aire para accionar diversas válvulas accionadas por aire en otros sistemas. El aire para este propósito se toma en la descarga del compresor y después se transporta por tubería a las diversas válvulas accionadas por aire. Además, la presión de descarga del compresor se vigila mediante transductores de presión 96CD-I, 96CD-1B, y 96CD-1C para utilizar en el control de la turbina de gas.

B. Abastecimiento de agua de lavado

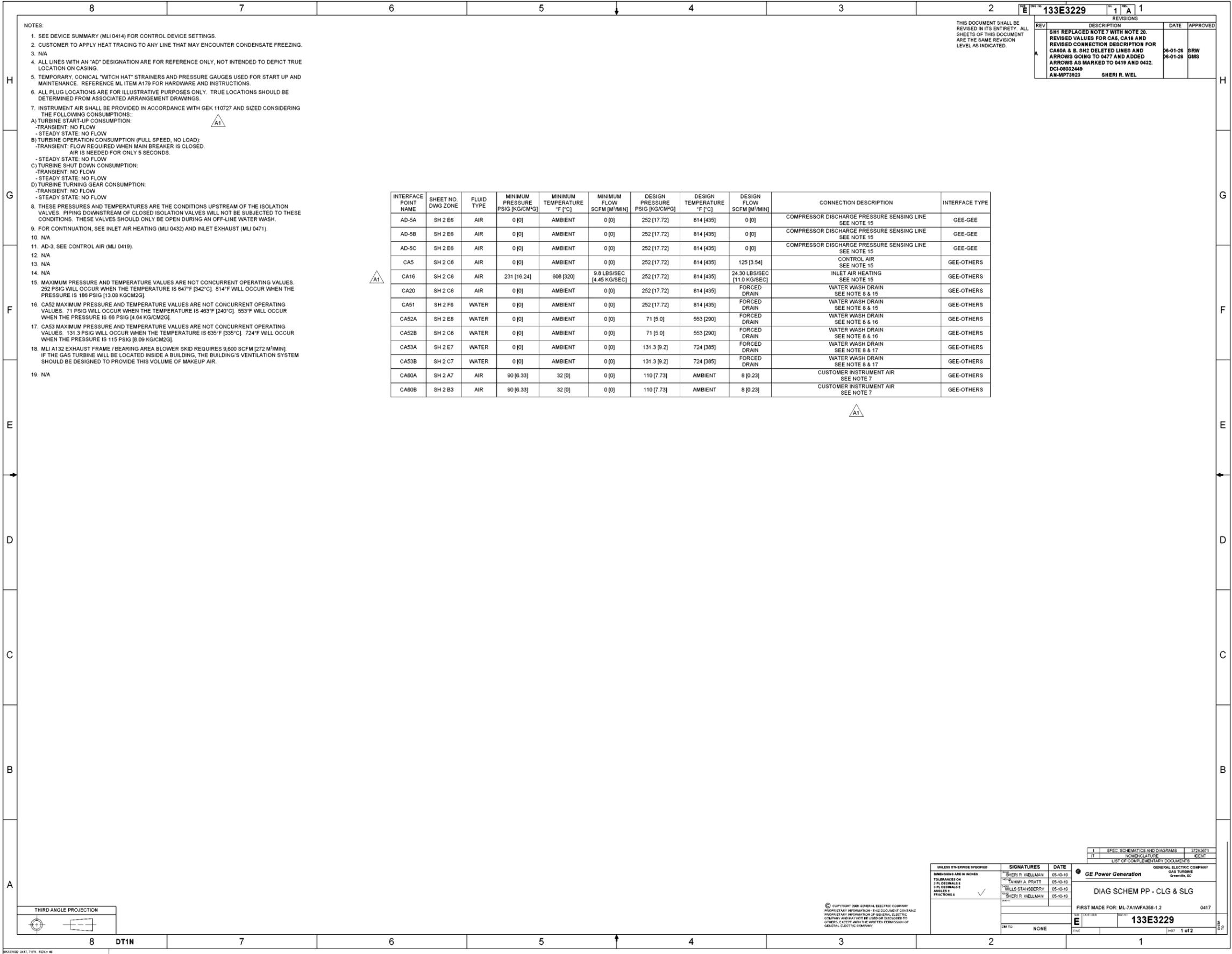
Cuando se lava con agua el compresor de la turbina de gas o la sección de turbina, es importante mantener el agua fuera de los componentes que no se tiene la intención de lavar. Para evitar que el agua entre a estos componentes, se proporcionan válvulas de aislamiento en una de las líneas de extracción de la 13ra etapa, además de líneas utilizadas por otros sistemas.

Durante la operación normal de la turbina de gas, todas las válvulas de aislamiento van a estar abiertas. Antes de iniciar el lavado con agua, las válvulas de aislamiento deben cerrarse y las válvulas de drenaje abrirse. Al final del lavado con agua, las válvulas de aislamiento deben abrirse y las válvulas de drenaje cerrarse para permitir la operación normal de la turbina.



GE Power Systems

*General Electric Company
One River Road, Schenectady, NY 12345
518 • 385 • 2211 TX: 145354*



NOTES:

- SEE DEVICE SUMMARY (MLI 0414) FOR CONTROL DEVICE SETTINGS.
- CUSTOMER TO APPLY HEAT TRACING TO ANY LINE THAT MAY ENCOUNTER CONDENSATE FREEZING.
- N/A
- ALL LINES WITH AN "AD" DESIGNATION ARE FOR REFERENCE ONLY, NOT INTENDED TO DEPICT TRUE LOCATION ON CASING.
- TEMPORARY, CONICAL "WITCH HAT" STRAINERS AND PRESSURE GAUGES USED FOR START UP AND MAINTENANCE. REFERENCE ML ITEM A179 FOR HARDWARE AND INSTRUCTIONS.
- ALL PLUG LOCATIONS ARE FOR ILLUSTRATIVE PURPOSES ONLY. TRUE LOCATIONS SHOULD BE DETERMINED FROM ASSOCIATED ARRANGEMENT DRAWINGS.
- INSTRUMENT AIR SHALL BE PROVIDED IN ACCORDANCE WITH GEK 110727 AND SIZED CONSIDERING THE FOLLOWING CONSUMPTIONS:
 - A) TURBINE START-UP CONSUMPTION: △A1
 - TRANSIENT: NO FLOW
 - STEADY STATE: NO FLOW
 - B) TURBINE OPERATION CONSUMPTION (FULL SPEED, NO LOAD):
 - TRANSIENT: FLOW REQUIRED WHEN MAIN BREAKER IS CLOSED.
 - STEADY STATE: NO FLOW
 - C) TURBINE SHUT DOWN CONSUMPTION:
 - TRANSIENT: NO FLOW
 - STEADY STATE: NO FLOW
 - D) TURBINE TURNING GEAR CONSUMPTION:
 - TRANSIENT: NO FLOW
 - STEADY STATE: NO FLOW
- THESE PRESSURES AND TEMPERATURES ARE THE CONDITIONS UPSTREAM OF THE ISOLATION VALVES. PIPING DOWNSTREAM OF CLOSED ISOLATION VALVES WILL NOT BE SUBJECTED TO THESE CONDITIONS. THESE VALVES SHOULD ONLY BE OPEN DURING AN OFF-LINE WATER WASH.
- FOR CONTINUATION, SEE INLET AIR HEATING (MLI 0432) AND INLET EXHAUST (MLI 0471).
- N/A
- AD-3, SEE CONTROL AIR (MLI 0419).
- N/A
- N/A
- N/A
- MAXIMUM PRESSURE AND TEMPERATURE VALUES ARE NOT CONCURRENT OPERATING VALUES. 252 PSIG WILL OCCUR WHEN THE TEMPERATURE IS 647°F [342°C]. 814°F WILL OCCUR WHEN THE PRESSURE IS 186 PSIG [13.08 KG/CM2G].
- CA52 MAXIMUM PRESSURE AND TEMPERATURE VALUES ARE NOT CONCURRENT OPERATING VALUES. 71 PSIG WILL OCCUR WHEN THE TEMPERATURE IS 493°F [240°C]. 553°F WILL OCCUR WHEN THE PRESSURE IS 66 PSIG [4.64 KG/CM2G].
- CA53 MAXIMUM PRESSURE AND TEMPERATURE VALUES ARE NOT CONCURRENT OPERATING VALUES. 131.3 PSIG WILL OCCUR WHEN THE TEMPERATURE IS 635°F [335°C]. 724°F WILL OCCUR WHEN THE PRESSURE IS 115 PSIG [8.09 KG/CM2G].
- MLI A132 EXHAUST FRAME / BEARING AREA BLOWER SKID REQUIRES 9,600 SCFM [272 M³/MIN] IF THE GAS TURBINE WILL BE LOCATED INSIDE A BUILDING. THE BUILDING'S VENTILATION SYSTEM SHOULD BE DESIGNED TO PROVIDE THIS VOLUME OF MAKEUP AIR.
- N/A

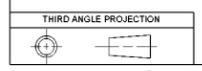
INTERFACE POINT NAME	SHEET NO DWG ZONE	FLUID TYPE	MINIMUM PRESSURE PSIG [KG/CM ² G]	MINIMUM TEMPERATURE °F [°C]	MINIMUM FLOW SCFM [M ³ /MIN]	DESIGN PRESSURE PSIG [KG/CM ² G]	DESIGN TEMPERATURE °F [°C]	DESIGN FLOW SCFM [M ³ /MIN]	CONNECTION DESCRIPTION	INTERFACE TYPE
AD-5A	SH 2 E6	AIR	0 [0]	AMBIENT	0 [0]	252 [17.72]	814 [435]	0 [0]	COMPRESSOR DISCHARGE PRESSURE SENSING LINE SEE NOTE 15	GEE-GEE
AD-5B	SH 2 E6	AIR	0 [0]	AMBIENT	0 [0]	252 [17.72]	814 [435]	0 [0]	COMPRESSOR DISCHARGE PRESSURE SENSING LINE SEE NOTE 15	GEE-GEE
AD-5C	SH 2 E6	AIR	0 [0]	AMBIENT	0 [0]	252 [17.72]	814 [435]	0 [0]	COMPRESSOR DISCHARGE PRESSURE SENSING LINE SEE NOTE 15	GEE-GEE
CA5	SH 2 C6	AIR	0 [0]	AMBIENT	0 [0]	252 [17.72]	814 [435]	125 [3.54]	CONTROL AIR SEE NOTE 15	GEE-OTHERS
CA16	SH 2 C6	AIR	231 [16.24]	608 [320]	9.8 LBS/SEC [4.45 KG/SEC]	252 [17.72]	814 [435]	24.30 LBS/SEC [11.0 KG/SEC]	INLET AIR HEATING SEE NOTE 15	GEE-OTHERS
CA20	SH 2 C6	AIR	0 [0]	AMBIENT	0 [0]	252 [17.72]	814 [435]	FORCED DRAIN	WATER WASH DRAIN SEE NOTE 8 & 15	GEE-OTHERS
CA51	SH 2 F6	WATER	0 [0]	AMBIENT	0 [0]	252 [17.72]	814 [435]	FORCED DRAIN	WATER WASH DRAIN SEE NOTE 8 & 15	GEE-OTHERS
CA52A	SH 2 E8	WATER	0 [0]	AMBIENT	0 [0]	71 [5.0]	553 [290]	FORCED DRAIN	WATER WASH DRAIN SEE NOTE 8 & 16	GEE-OTHERS
CA52B	SH 2 C8	WATER	0 [0]	AMBIENT	0 [0]	71 [5.0]	553 [290]	FORCED DRAIN	WATER WASH DRAIN SEE NOTE 8 & 16	GEE-OTHERS
CA53A	SH 2 E7	WATER	0 [0]	AMBIENT	0 [0]	131.3 [9.2]	724 [385]	FORCED DRAIN	WATER WASH DRAIN SEE NOTE 8 & 17	GEE-OTHERS
CA53B	SH 2 C7	WATER	0 [0]	AMBIENT	0 [0]	131.3 [9.2]	724 [385]	FORCED DRAIN	WATER WASH DRAIN SEE NOTE 8 & 17	GEE-OTHERS
CA60A	SH 2 A7	AIR	90 [6.33]	32 [0]	0 [0]	110 [7.73]	AMBIENT	8 [0.23]	CUSTOMER INSTRUMENT AIR SEE NOTE 7	GEE-OTHERS
CA60B	SH 2 B3	AIR	90 [6.33]	32 [0]	0 [0]	110 [7.73]	AMBIENT	8 [0.23]	CUSTOMER INSTRUMENT AIR SEE NOTE 7	GEE-OTHERS

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
1	SHT REPLACED NOTE 7 WITH NOTE 20. REVISED VALUES FOR CA6, CA16 AND REVISED CONNECTION DESCRIPTION FOR CA60A & B. SH2 DELETED LINES AND ARROWS GOING TO 0477 AND ADDED ARROWS AS MARKED TO 0419 AND 0432. AN-MP73923	06-01-26	BRW GMS

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE
TOLERANCES ON: DIMENSIONS ARE IN INCHES 3 PL DECIMALS & 2 PL DECIMALS & ANGLES & FRACTIONS &	SHERI R. VELLMAN TAMMY A. PRATT MILLS STANBERRY SHERI R. VELLMAN	05-15-10 05-15-10 05-15-10 05-15-10

GE Power Generation
 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 GAS TURBINE
 Greenville, SC

DIAG SCHEM PP - CLG & SLG
 FIRST MADE FOR: ML-7A1WFA358-1.2 0417
 133E3229
 SHEET 1 OF 2



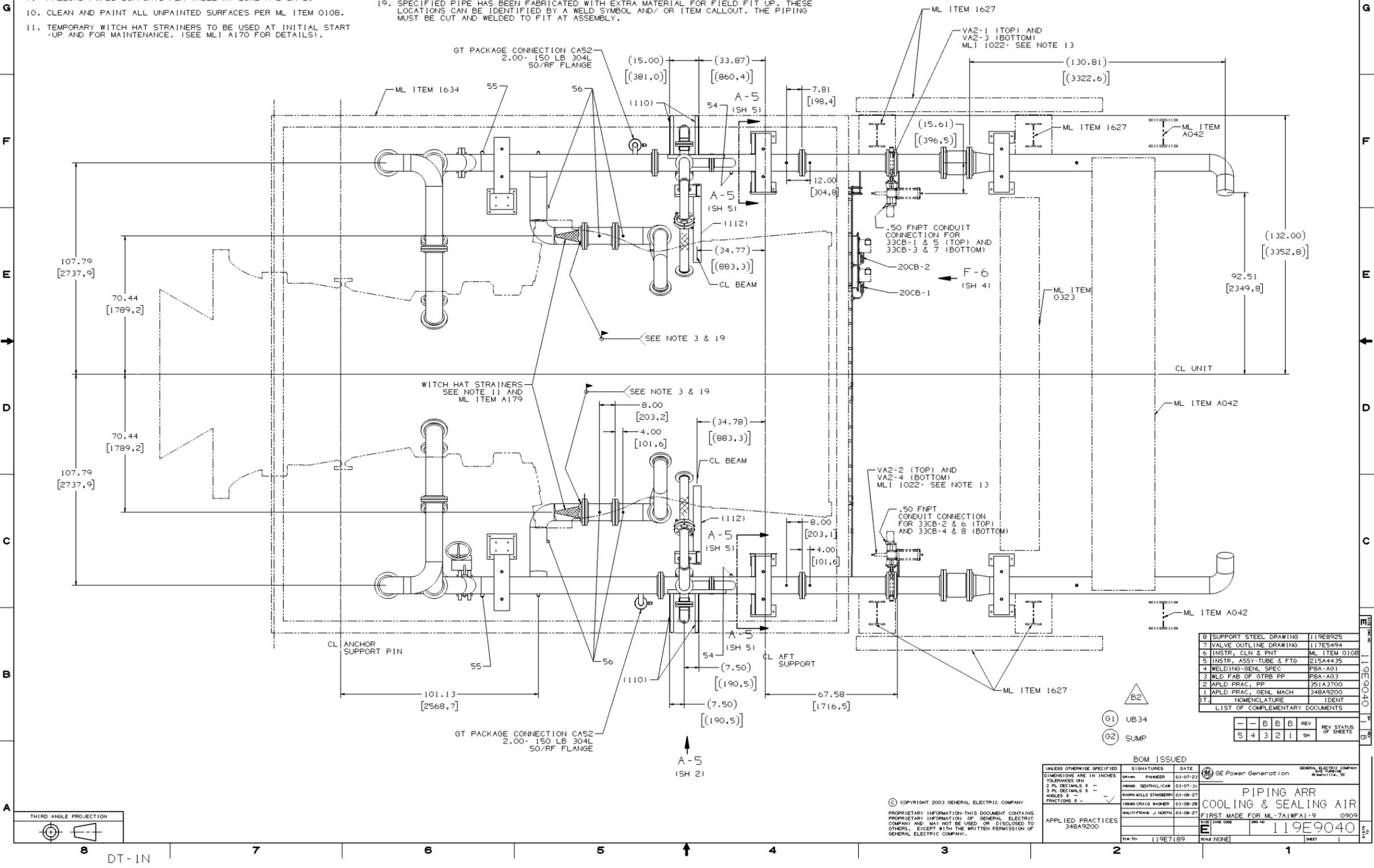
REVISED TO		REV		DATE		APPROVED	
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED				
B	(1) ADDED NEW NOTE 20. (2) DELETED "SEAMLESS" NOTE DCI-05018087 AN-05019240	05-08-18	CAW JEC				

REVISE ON CAD ONLY
UG PART: SD7079-0909-A0001
(SPEC: 119E9040)

- NOTES :
- GENERAL MACHINING APPLIED PRACTICES ARE PER 348A9200.
 - PIPING APPLIED PRACTICES ARE PER 351A3700.
 - PIPING WELDS ARE PER PBA-AG3, FILLER MATERIAL IS PER COLUMN AE-L UNLESS OTHERWISE SPECIFIED IN THIS DOCUMENT.
 - STRUCTURAL WELDS ARE PER PBA-A61, FILLER MATERIAL IS PER COLUMN AB UNLESS OTHERWISE SPECIFIED.
 - ITEM 42 TO BE INSTALLED PER 119E8925.
 - PART 30 MAY BE ROTATED TO AVOID INTERFERENCES.
 - INSTALL AND SUPPORT TUBING PER 215A4435.
 - USE TUBING UNIONS AS NEEDED SEE SHEET 4.
 - PRELOAD PIPES SUPPORTS PER TABLE AT ZONE A-2 SH 2.
 - CLEAN AND PAINT ALL UNPAINTED SURFACES PER ML ITEM 010B.
 - TEMPORARY WITCH HAT STRAINERS TO BE USED AT INITIAL START-UP AND FOR MAINTENANCE. (SEE MLI A170 FOR DETAILS).

- CA29 OR S116 (IF REQ'D) CAN BE LOCATED AT ANY OF THE (4) LETS DOWNSTREAM OF THE BELLOWS. LOCATIONS SHOWN ARE SUGGESTIONS ONLY(SEE MLI 0417).
- VALVE ORIENTATION IS CRITICAL- REFER TO VALVE VENDOR INSTALLATION DOCUMENTATION AND GE OUTLINE DRAWING (117E5494).
- DO NOT CAUSTIC CLEAN FLEXIBLE METAL HOSES.
- JACKING BOLTS ARE TO BE 180° APART.
- TUBING IS TO SLOPE TO LOW POINT MINIMUM .25 (6,4) PER FOOT.
- PIPE AND FLEX HOSES ARE TO BE INSTALLED BEFORE GUIDES AND U-BOLTS. GUIDES TO BE FIELD CUT AND INSTALLED TO MATCH EXISTING STEEL (MLI 0901 & MLI 1645).
- LINEAR DIMENSIONS IN BRACKETS [] ARE IN MILLIMETERS AND ARE FOR REFERENCE ONLY. ALL DIMENSIONS OF THE MANUFACTURED PART(S) MUST EQUAL THE DECIMAL-INCH DIMENSIONS AND, WHEN REQUIRED, BE RECORDED IN DECIMAL-INCH UNITS. MILLIMETER DIMENSIONS SHOWN MAY NOT CONVERT EXACTLY FROM INCHES DUE TO DIMENSIONAL ROUNDING.
- SPECIFIED PIPE HAS BEEN FABRICATED WITH EXTRA MATERIAL FOR FIELD FIT UP. THESE LOCATIONS CAN BE IDENTIFIED BY A WELD SYMBOL AND/OR ITEM CALLOUT. THE PIPING MUST BE CUT AND WELDED TO FIT AT ASSEMBLY.

B1 20. DRILL Ø .38 HOLE THROUGH PIPING AT EACH TAPPED HOLE IN THE ORIFICE FLANGES. CLEAN ALL FOREIGN MATERIAL FROM PIPING AFTER DRILLING. REF PART 11, 17 & 20.



REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
8	SUPPORT STEEL DRAWING	119E8925	
7	VALVE OUTLINE DRAWING	117E5494	
6	INSTR. CLN & PNT	ML ITEM 010B	
5	INSTR. ASSY-TUBE & FTG	215A4435	
4	WELDING-GENL SPEC	PBA-A61	
3	WLD FAB OF GTRB PP	PBA-A63	
2	APLD PRAC. PP	351A3700	
1	APLD PRAC. GENL MACH	348A9200	
1	NOMENCLATURE IDENT		

B2
UB 34
SUMP

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED		SIGNATURES		DATE	
DIMENSIONS ARE IN INCHES		DRWN	PANNEER	03-07-23	
TOLERANCES UNLESS OTHERWISE SPECIFIED		DESD	SENTHIL/CAW	03-07-21	
2 PL DECIMALS ±		ENGR	MILLS STANGBERN	03-08-27	
3 PL DECIMALS ±		ISSUED	CRAIG WADNER	03-08-28	
ANGLES ±		QUALITY	FRANK J NORTH	03-08-27	
FRACTIONS ±					

APPLIED PRACTICES 348A9200

BOM ISSUED

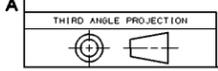
GE Power Generation

PIPING ARR COOLING & SEALING AIR

FIRST MADE FOR ML-7A1WFA1-9 0909

119E9040

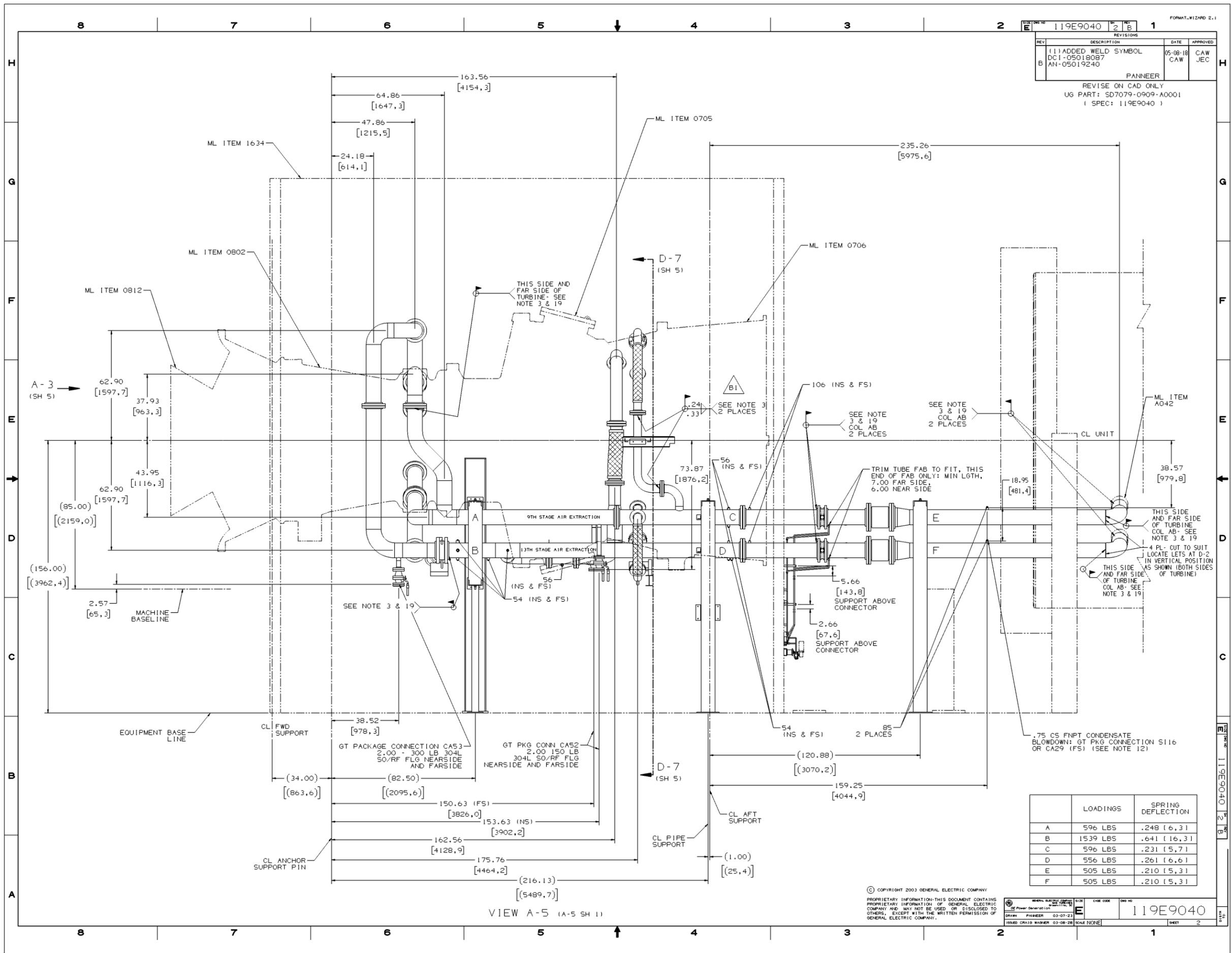
© COPYRIGHT 2003 GENERAL ELECTRIC COMPANY
PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.



DT-1N

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
A	(1) ADDED WELD SYMBOL DCI-05018087 AN-05019240	05-08-18 CAW	CAW JEC
PANNEER			

REVISE ON CAD ONLY
UG PART: SD7079-0909-A0001
(SPEC: 119E9040)



VIEW A-5 (A-5 SH 1)

	LOADINGS	SPRING DEFLECTION
A	596 LBS	.248 [6,3]
B	1539 LBS	.641 [16,3]
C	596 LBS	.231 [5,7]
D	556 LBS	.261 [6,6]
E	505 LBS	.210 [5,3]
F	505 LBS	.210 [5,3]

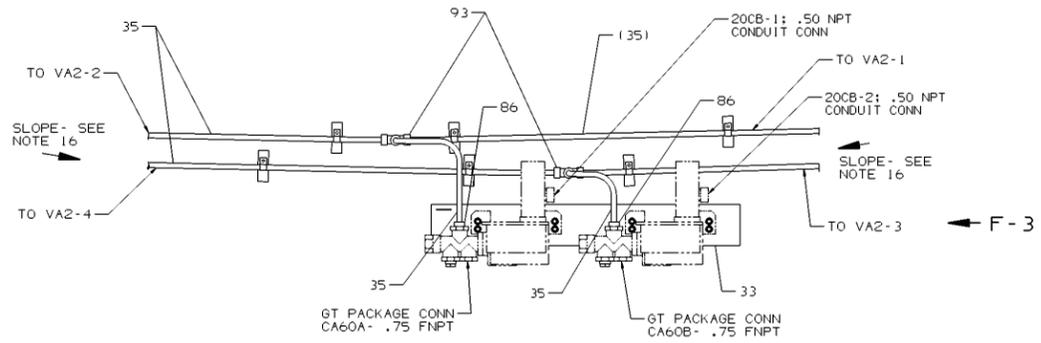
© COPYRIGHT 2003 GENERAL ELECTRIC COMPANY

PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.

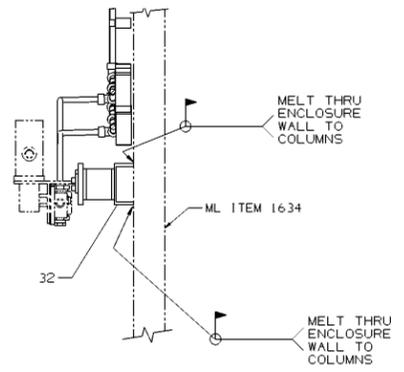
119E9040	2	1
119E9040	2	1

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED

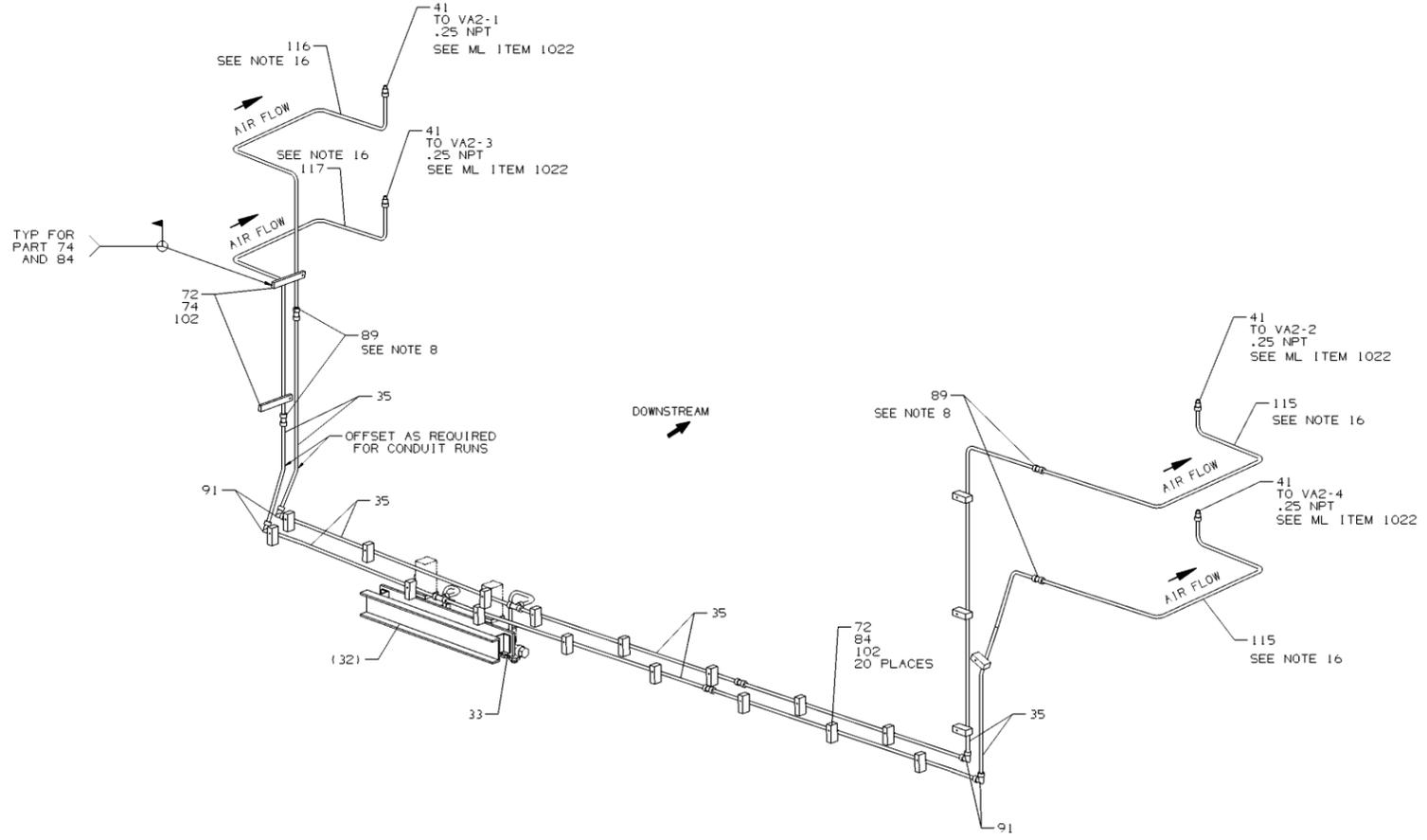
REVISE ON CAD ONLY
UG PART: SD7079-0909-A0001
(SPEC: 119E9040)



VIEW F-6 (E-3 SH 1)



VIEW F-3 (G-5)



ISOMETRIC VIEW
TUBING CONFIGURATION

© COPYRIGHT 2003 GENERAL ELECTRIC COMPANY

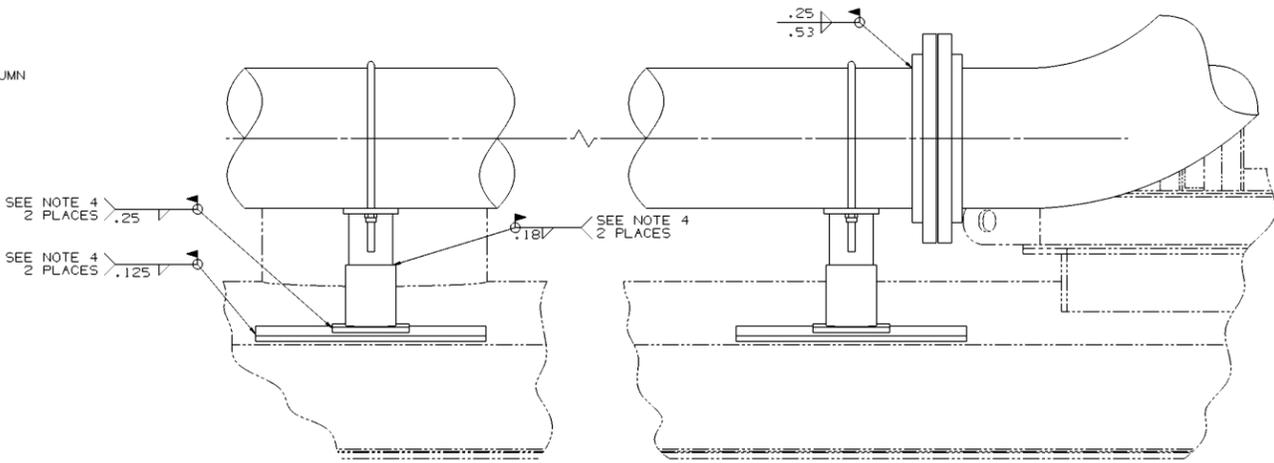
PROPRIETARY INFORMATION - THIS DOCUMENT CONTAINS
PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC
COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO
OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF
GENERAL ELECTRIC COMPANY.

119E9040	4	1
119E9040	4	1
119E9040	4	1

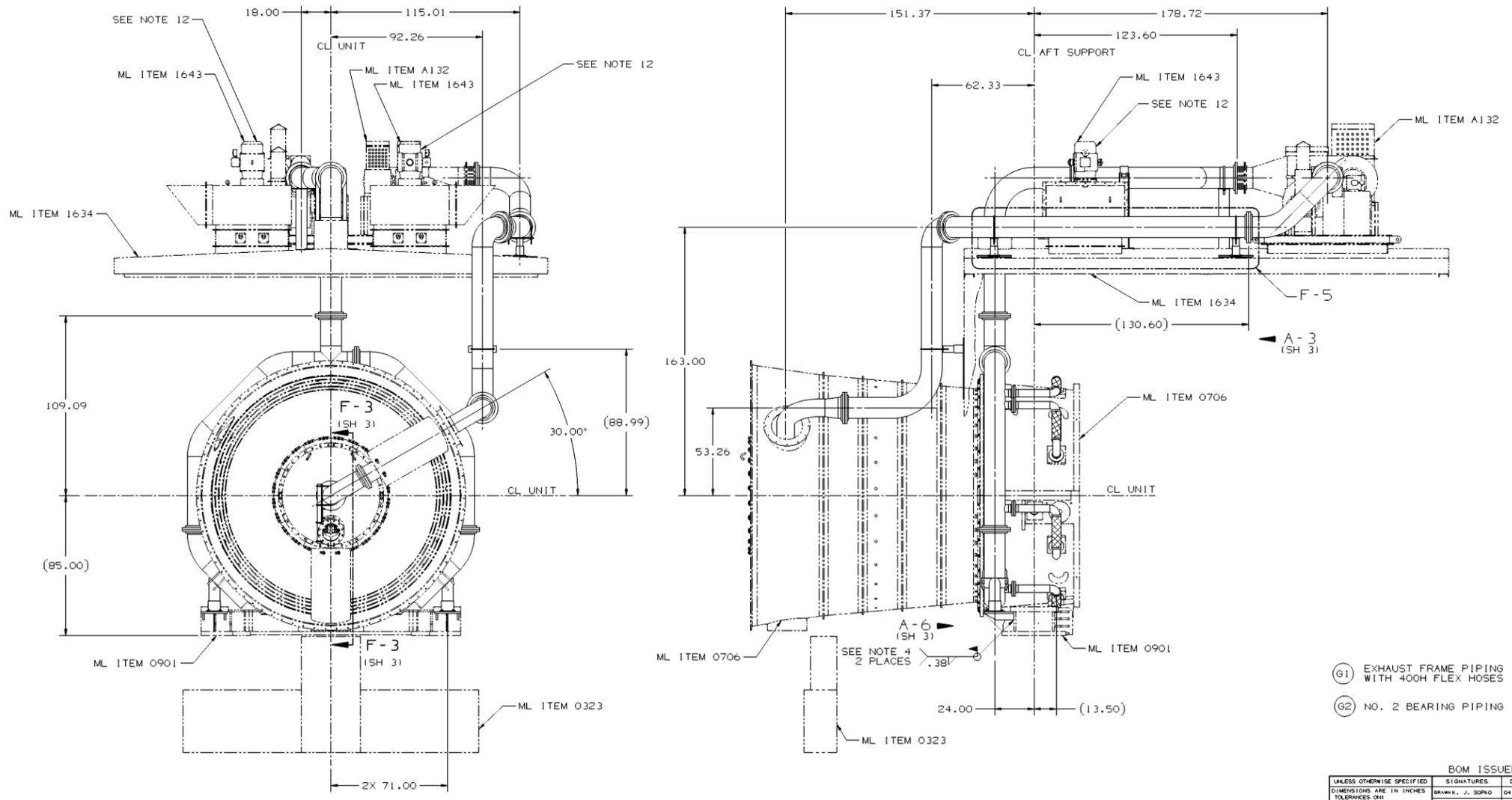
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
1			

REVISE ON CAD ONLY
 UG PART: 129E9495001
 (SPEC: 129E9495)

- NOTES:
1. GENERAL MACHINING APPLIED PRACTICES ARE PER 348A9200.
 2. PIPING APPLIED PRACTICES ARE PER 351A3700.
 3. PIPING WELDS ARE PER P8A-AG3, FILLER MATERIAL IS PER COLUMN AB UNLESS OTHERWISE SPECIFIED IN THIS DOCUMENT.
 4. STRUCTURAL WELDS ARE PER P8A-AG1, FILLER MATERIAL IS PER COLUMN AB UNLESS OTHERWISE NOTED.
 5. INSTALL AND SUPPORT TUBING PER 215A4435.
 6. INSTALL TUBE UNIONS AS REQUIRED.
 7. TUBE RUNS ARE ILLUSTRATIVE ONLY.
 8. CLEAN AND PAINT PER ML ITEM 0108.
 9. DO NOT CAUSTIC CLEAN FLEXIBLE METAL HOSES.
 10. FLOW DIRECTION IS DESIGNATED WITH AN ARROW SYMBOL.
 11. LOCATE AND CUT SUPPORT FIT AT ASSEMBLY.
 12. ML ITEM 1643 IS SHOWN IN ITS TYPICAL LOCATION FOR REFERENCE ONLY. ML ITEM 1643 MAY BE LOCATED IN A DIFFERENT LOCATION ON INDOOR UNITS.
 13. THIS ITEM HAS BEEN FABRICATED WITH EXTRA PIPE LENGTH TO ALLOW FOR FIT UP AT ASSEMBLY. CUT TO SUIT PRIOR TO WELDING.



DETAIL F-5 (D-3)
 TYPICAL 2 PLACES B-5 (SH 3)



VIEW LOOKING UPSTREAM

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
6	INSTR, CLN & PNT	04-09-15	ML ITEM 0108
5	INSTR, ASSY-TUBE & FTG	04-09-15	215A4435
4	WELDING-GENL SPEC	04-09-15	P8A-AG1
3	WLD FAB OF STRB FP	04-09-15	P8A-AG3
2	APLD PRAC, PP	04-09-15	351A3700
1	APLD PRAC, GENL MACH	04-09-15	348A9200

LIST OF COMPLEMENTARY DOCUMENTS

REV	REV STATUS OF SHEETS
5	4
3	2
1	1

- (G1) EXHAUST FRAME PIPING WITH 400H FLEX HOSES
- (G2) NO. 2 BEARING PIPING

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE	GENERAL ELECTRIC COMPANY
DIMENSIONS ARE IN INCHES	DR: H. J. SORPO	04-09-15	GE Power Generation
TOLERANCES UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	CHK: M. STANSBERRY	04-09-15	DESIGN: M. STANSBERRY
2 PL DECIMALS ±	ISSUED: H. J. SORPO	04-09-15	QUALITY: L. WEBB
3 PL DECIMALS ±			
ANGLES ±			
FRACTIONS ±			

APPLIED PRACTICES 348A9200

BOM ISSUED

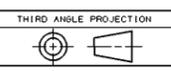
GE Power Generation

PIPING ARR COOLING AIR

FIRST MADE FOR ML-7AFWFA300-1.2 0972

129E9495

SCALE NONE

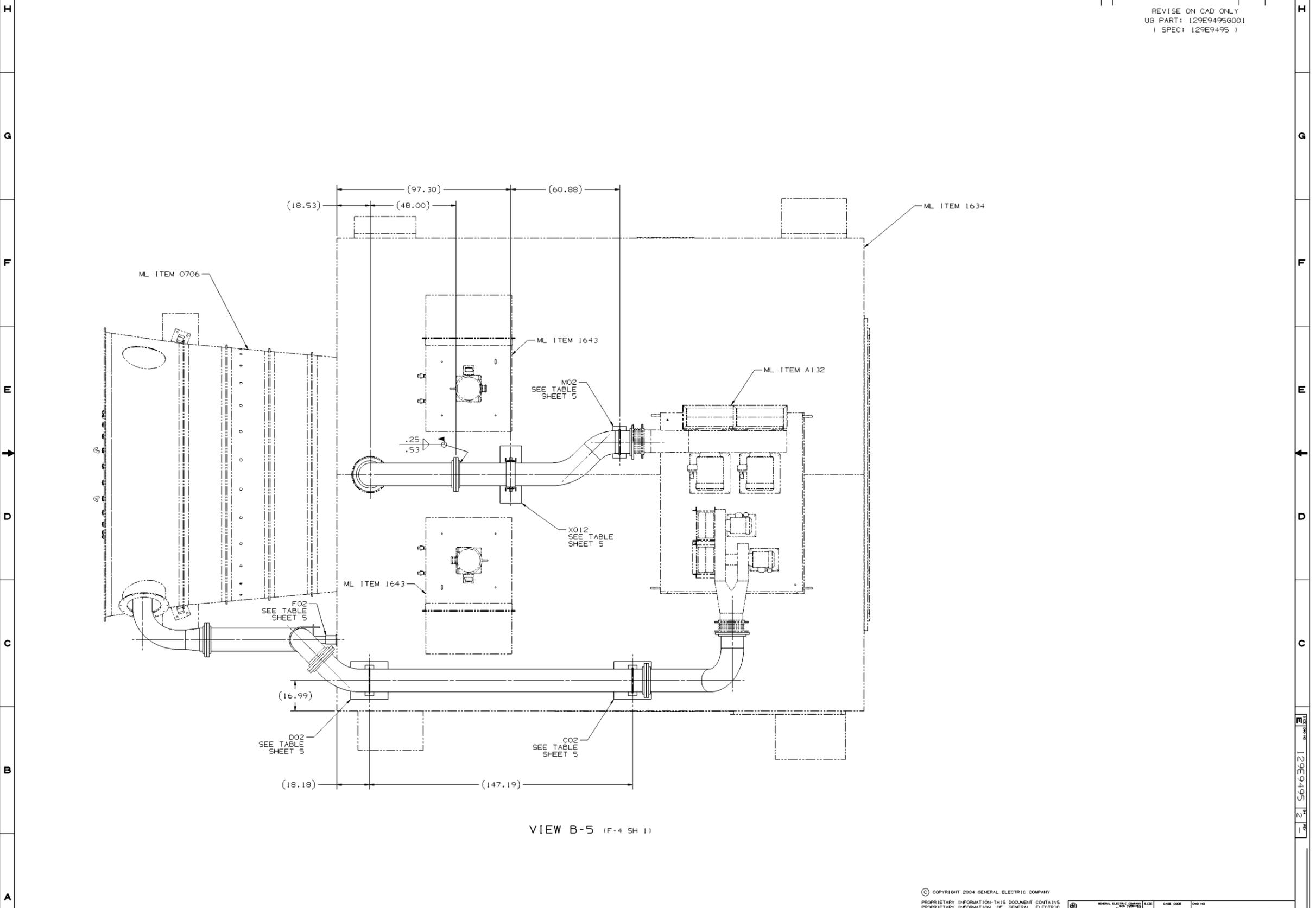


DT-IN

© COPYRIGHT 2004 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED

REVISE ON CAD ONLY
 UG PART: 129E94956001
 (SPEC: 129E9495)



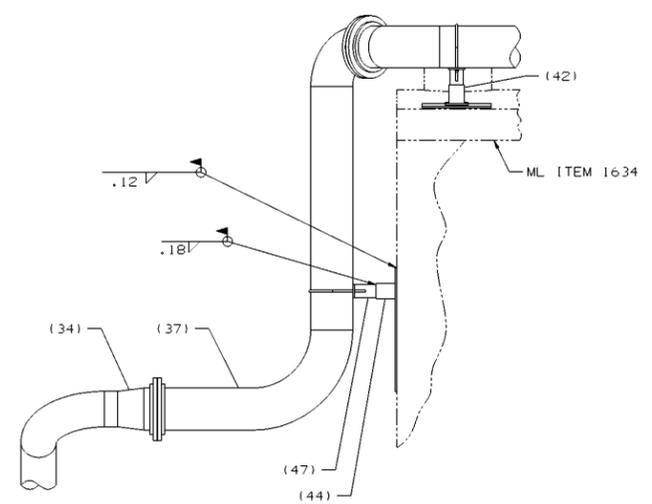
VIEW B-5 (F-4 SH 1)

© COPYRIGHT 2004 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS
 PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC
 COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO
 OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF
 GENERAL ELECTRIC COMPANY.

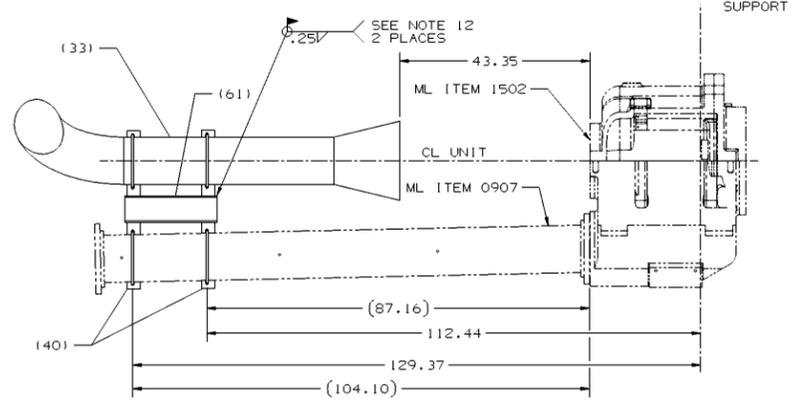
GENERAL ELECTRIC COMPANY	129E9495	2	1
Power Generation	129E9495	2	1
DRAWN K. J. SOPKO 04-09-15	129E9495	2	1
ISSUED K. J. SOPKO 04-09-16	SCALE NONE	SHEET	2

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED

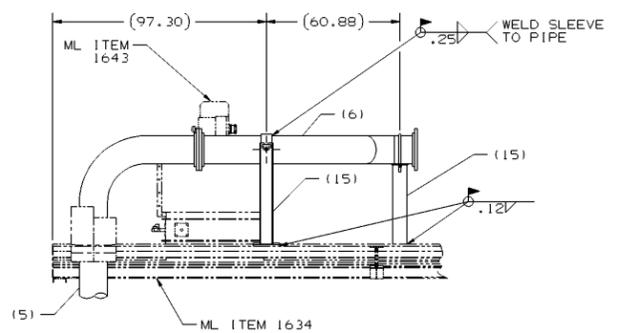
REVISE ON CAD ONLY
 UG PART: 129E9495001
 (SPEC: 129E9495)



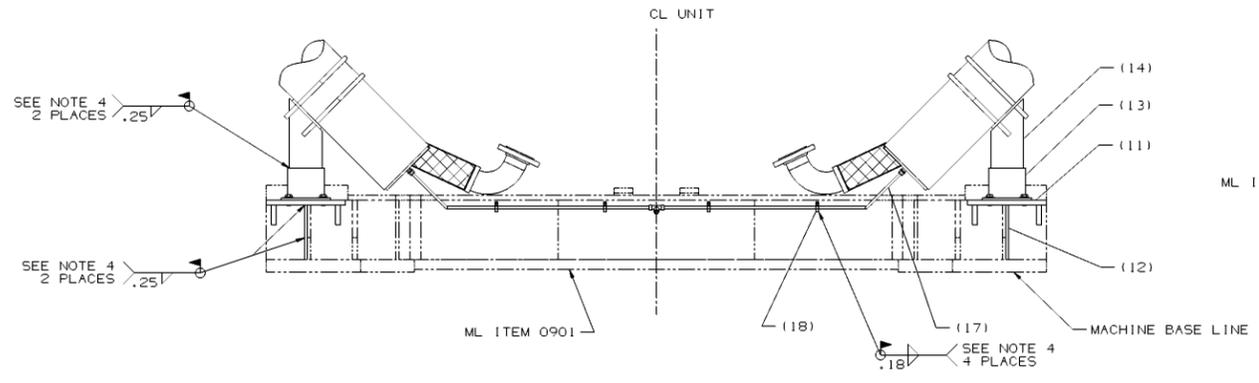
VIEW E-6 (D-4)



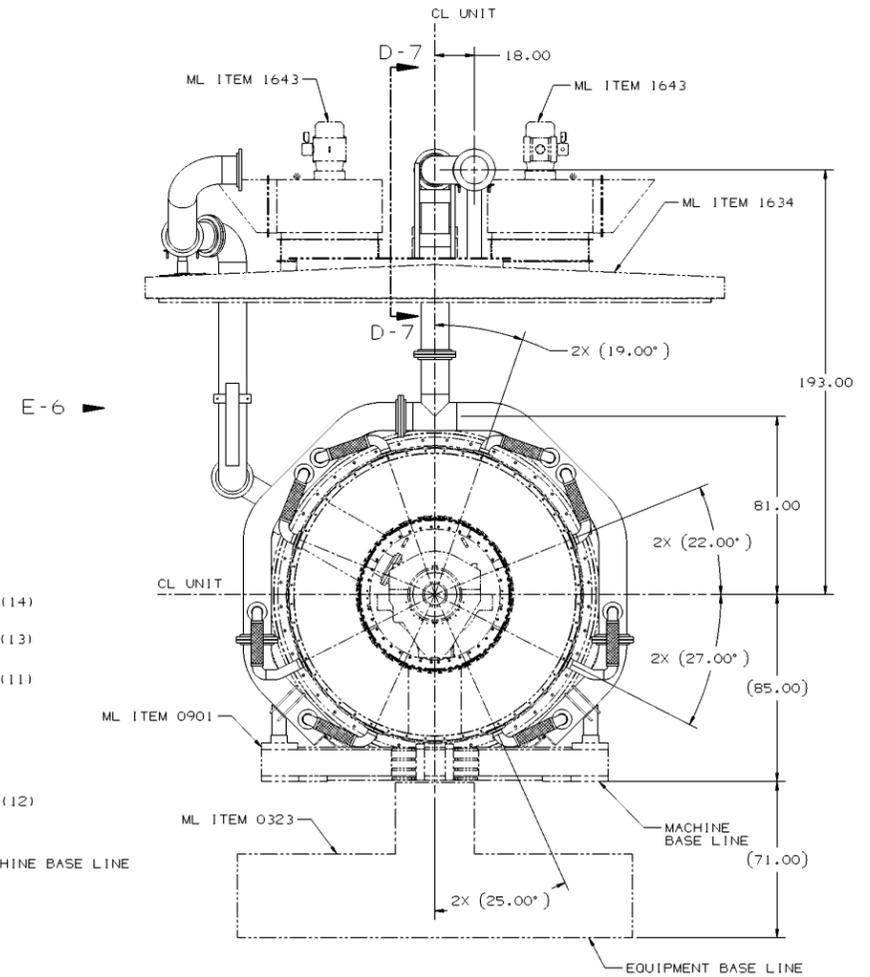
SECTION F-3 (B-7 SH 1)



SECTION D-7 (D-3)



VIEW A-6 (B-4 SH 1)
 (LOOKING UPSTREAM)



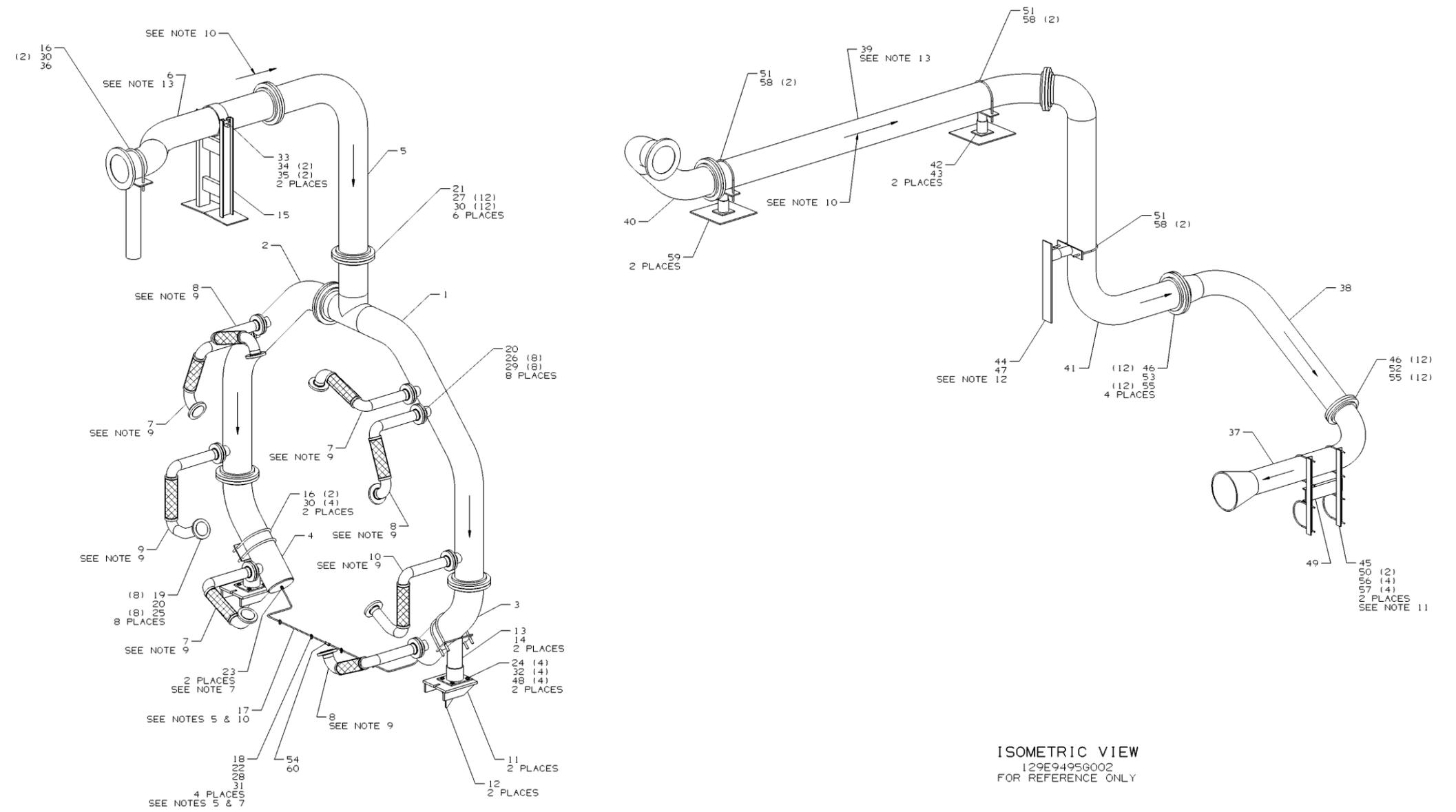
VIEW A-3 (D-2 SH 1)
 (LOOKING DOWNSTREAM
 (MLI A132 NOT SHOWN FOR CLARITY)

© COPYRIGHT 2004 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS
 PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC
 COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO
 OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF
 GENERAL ELECTRIC COMPANY.

GENERAL ELECTRIC COMPANY	129E9495	3	1
DATE	ISSUED	SCALE	SHEET
04-09-15	04-09-16	NONE	3

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED

REVISE ON CAD ONLY
 UG PART: 129E9495G001
 (SPEC: 129E9495)



ISOMETRIC VIEW
 129E9495G001
 FOR REFERENCE ONLY

ISOMETRIC VIEW
 129E9495G002
 FOR REFERENCE ONLY

© COPYRIGHT 2004 GENERAL ELECTRIC COMPANY

PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS
 PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC
 COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO
 OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF
 GENERAL ELECTRIC COMPANY.

GENERAL ELECTRIC COMPANY	DATE	SCALE	DWG NO
129E9495	04-09-15	NONE	129E9495
ISSUED K. J. SOPKO	04-09-16	SCALE NONE	SHEET 4

8

7

6

5

↓

4

3

2

1

REV NO 129E9495 5 1

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED

REVISE ON CAD ONLY
 UG PART: 129E94956001
 (SPEC: 129E9495)

Support		Force (lbs)			Moments (ftlbs)		
X012		X	Y	Z	X	Y	Z
Gravity		0	-1039	0	0	0	-321
Thermal		0	2330	271	696	0	924
E1	104	418	0	0	0	0	-64
E2	0	714	1588	4008	-1	133	
W1	0	73	-22	-55	0	0	-295
W2	0	-64	23	59	0	0	1
Support		Force (lbs)			Moments (ftlbs)		
M02		X	Y	Z	X	Y	Z
Gravity		1	18	0	0	0	-3
Thermal		14	-685	0	0	0	-45
E1	559	-8	0	0	0	0	-1736
E2	-13	-24	49	80	0	0	43
W1	220	-13	0	0	0	0	-715
W2	-37	7	0	0	0	0	120
Support		Force (lbs)			Moments (ftlbs)		
C02		X	Y	Z	X	Y	Z
Gravity		-18	-670	0	0	0	23
Thermal		29	-35	0	0	0	-37
E1	486	329	0	0	0	0	-603
E2	-112	-13	10	6	0	0	140
W1	15	-8	0	0	0	0	-18
W2	-12	-38	0	0	0	0	16
Support		Force (lbs)			Moments (ftlbs)		
D02		X	Y	Z	X	Y	Z
Gravity		88	-1653	0	0	0	-96
Thermal		-142	107	0	0	0	156
E1	362	476	0	0	0	0	-390
E2	284	814	9	4	0	0	-310
W1	-1	1	0	0	0	0	1
W2	21	18	0	0	0	0	-23
Support		Force (lbs)			Moments (ftlbs)		
F02		X	Y	Z	X	Y	Z
Gravity		-70	-14	0	-10	102	0
Thermal		113	0	0	0	-164	0
E1	1537	6	0	4	-2218	0	0
E2	-172	6	2368	4	249	0	0
W1	-2	0	-8	0	2	0	0
W2	-17	0	60	0	24	0	0
These results are based on UBC-97 with							
0.8g horizontal input							
0.4g vertical input							
100 mph wind							
X is horizontal plane perpendicular to airflow. +X is moving to the right when looking downstream							
Y is vertical plane. +Y is moving from grade upward.							
Z is horizontal plane parallel with turbine flow. +Z is moving upstream of airflow.							

H
G
F
E
D
C
B
A

H
G
F
E
D
C
B
A

© COPYRIGHT 2004 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS
 PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC
 COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO
 OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF
 GENERAL ELECTRIC COMPANY.

ISSUED BY: J. J. SORPHO	DATE: 04-09-16	SCALE: NONE	SHEET: 5
REV NO: 129E9495	5	1	

8

7

6

5

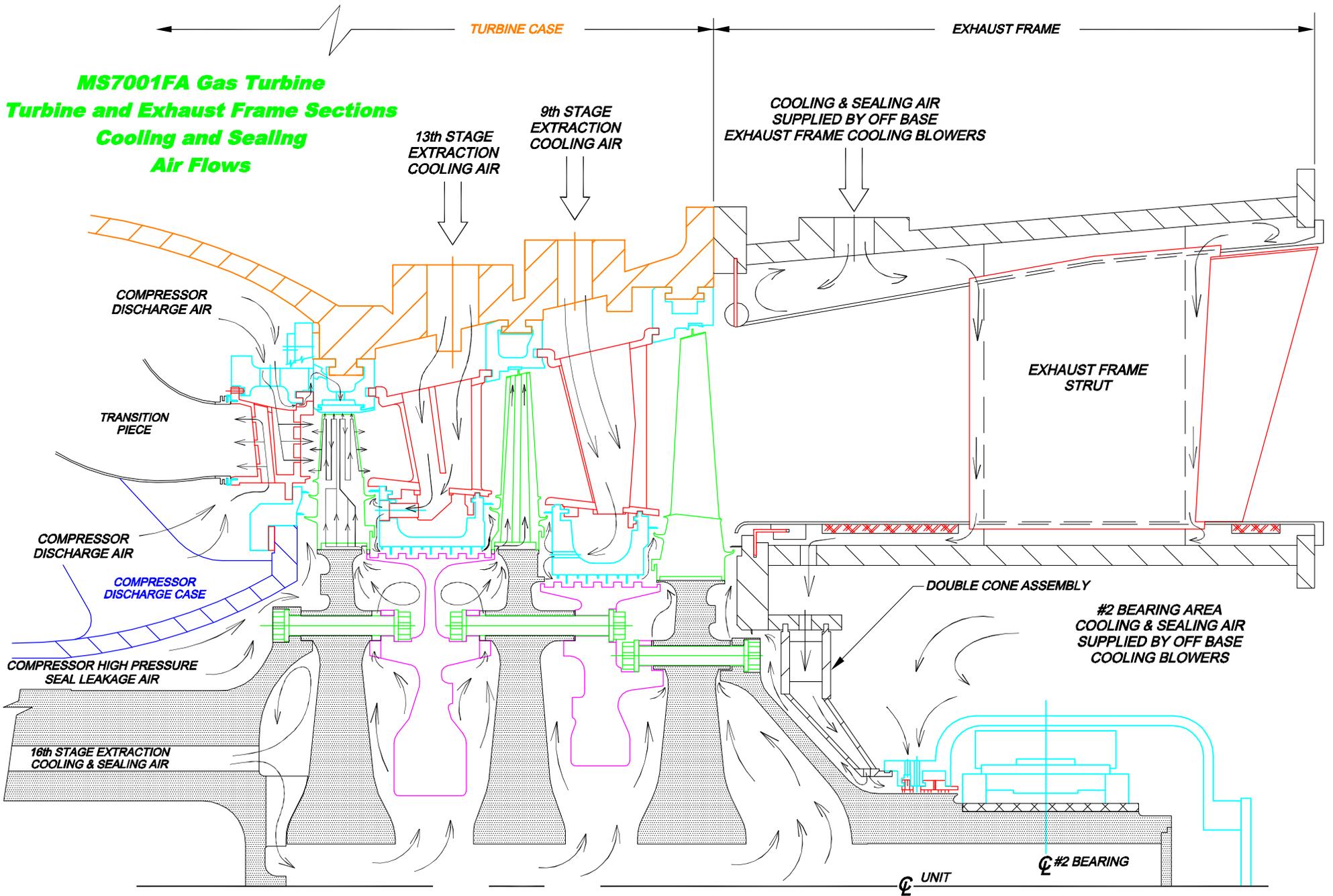
↑

4

3

2

1



Tab 10

Sistemas de enfriamiento sólo de gas natural 7FA

Estas instrucciones no pretenden cubrir todos los detalles o variaciones de los equipos, ni preparar para cualquier contingencia posible que puede enfrentarse en relación con la instalación, operación o mantenimiento. Si se desea tener más información o si se presentan problemas particulares que no estén cubiertos de manera suficiente para los objetivos del comprador, el asunto deberá referirse a GE Company.

© 2002 GENERAL ELECTRIC COMPANY

I. GENERAL

El sistema de agua de enfriamiento está diseñado para ajustarse a las necesidades de disipación de calor del sistema de aceite lubricante, los montajes detectores de llama, los enfriadores de gas del generador y, de ser necesario, en el secador de gas de hidrógeno de doble torre y el enfriador LCI. Los componentes del sistema de agua de enfriamiento se encuentran en el módulo accesorio, la base de la turbina de gas, la base del generador y, en los casos pertinentes, en la base del LCI y el módulo secador de gas. Los componentes incluyen los intercambiadores de calor (placa y estructura / coraza, y tubo), válvulas de mariposa, orificios, válvulas de bola, válvulas de aguja y válvulas reguladoras de la temperatura. Consulte el esquema de agua de enfriamiento (MLI 0420) para obtener más detalles.

Todos los dispositivos están configurados para dar temperatura, presión y flujo adecuados. Las configuraciones de estos dispositivos se pueden encontrar en el resumen de dispositivos del sistema correspondiente.

El control de tubería y flujo proporcionado por el cliente significa que debe proveerse para la interconexión de los subsistemas.

Consulte el GEI 41004 (la revisión más reciente) para conocer las recomendaciones de agua de enfriamiento para sistemas de enfriamiento cerrados y el GEK 28170 (la revisión más reciente) para sistemas de enfriamiento abiertos.

II. DESCRIPCIÓN FUNCIONAL

A. Módulo accesorio

Sistema de aceite lubricante

Los componentes del sistema de enfriamiento del aceite lubricante constan de dos intercambiadores de calor (LOHX1 y LOHX2), una válvula reguladora de la temperatura (VA32-1) y válvulas de mariposa. Se proporcionan dos intercambiadores de calor, de modo que uno esté en funcionamiento enfriando el aceite lubricante mientras que se da mantenimiento al otro. Sólo uno de los intercambiadores de calor debe estar en servicio durante el funcionamiento. El intercambiador que no esté en servicio debe tener cerrada la válvula de mariposa de aislamiento del regreso de refrigerante. Las válvulas de aislamiento, tanto de suministro como de retorno, no deben estar cerradas durante mucho tiempo en el intercambiador de calor.

inactivo, ya que en tal caso se tratará de un volumen confinado. En un volumen confinado, cualquier expansión de un fluido térmico podría dar como resultado una fuga externa. Una ranura de ventilación en posición alta y un drenaje en posición baja se encuentran en la tubería.

Para pasar de un intercambiador de calor al otro mientras la turbina de gas esté en funcionamiento, deben seguirse los pasos siguientes: 1) Abra la válvula de llenado de aceite lubricante y permita que el intercambiador de calor se llene de aceite hasta que se observe flujo de aceite en el vidrio transparente. 2) Abra la válvula de aislamiento del refrigerante cerrada en el intercambiador que no esté en servicio. El refrigerante ahora está circulando por ambos intercambiadores de calor. 3) Accione la válvula de transferencia de aceite para dirigir todo el flujo de aceite al intercambiador de calor que estará en servicio ahora. 4) Cierre la válvula de aislamiento de retorno del refrigerante en el intercambiador que no tiene flujo de aceite.

La válvula reguladora de temperatura (VA32-1) se proporciona para controlar la temperatura del cabezal del aceite lubricante. La válvula de tres vías deriva el refrigerante alrededor del intercambiador de calor permitiendo que el flujo de refrigerante correcto mantenga al aceite dentro del rango de control de temperatura. Un controlador de temperatura electroneumático (90LT-1) regula la válvula. Si la temperatura del aceite fuera del intercambiador de calor supera la temperatura de punto de ajuste, entonces la señal de 90LT-1 abrirá más la válvula de control de la posición B-L, permitiendo que fluya más refrigerante por el intercambiador de calor, y reduciendo así la temperatura del aceite. Si la temperatura del aceite fuera del intercambiador de calor es menor que el punto de ajuste, entonces la señal que sale de 90LT-1 abrirá más la válvula VA32-1 en la posición B-R, reduciendo el flujo de refrigerante al intercambiador de calor y reduciendo así la temperatura del aceite. Al poner en marcha la turbina de gas, la válvula generalmente está cerrada para el intercambiador de calor y se abrirá conforme la temperatura del aceite alcance el rango de temperatura de control. La disposición de la Válvula de control del agua de enfriamiento también incluye un regulador de presión neumática (VPR64-2). Se proporciona también una manivela de cancelación en la válvula para permitir el control manual.

NOTA

A elevadas temperaturas ambiente, la válvula VA32-1 puede abrirse para un flujo pleno al intercambiador de calor. En este punto, existe el máximo índice de flujo del refrigerante y la temperatura del aceite puede elevarse por encima del rango de control de temperatura de la válvula. Esto es aceptable dado que los intercambiadores de calor y el sistema están diseñados para evitar que la temperatura del aceite supere el límite de alta temperatura del aceite bajo ninguna condición ambiental del emplazamiento.

B. Base de la turbina de gas

La tubería en la base de la turbina de gas distribuye el refrigerante a las monturas de los detectores de llama. Las monturas de los detectores de llama se enfrían para extender la vida de los detectores de llama. Las camisas refrigerantes en las monturas del detector de llama proporcionan una ruptura térmica en la conducción de transferencia de calor entre la caja del cilindro de combustión y el instrumento detector de llama.

No se necesita regular la temperatura de las monturas de los detectores de llama. Los índices de flujos de agua de enfriamiento designado para el sistema de tubería proporcionan enfriamiento excedente, asegurando que haya un impacto imperceptible en la temperatura del agua de enfriamiento.

C. Generador

El generador tiene cinco enfriadores simplex de gas de hidrógeno montados en posición horizontal. El calor de la corriente de gas del circuito cerrado se transfiere a través de ellos al refrigerante. Se proporcionan válvulas de mariposa de aislamiento en la admisión del refrigerante y en la salida de cada enfriador de gas para permitir que se le dé servicio a los enfriadores sin vaciar todo el sistema de agua de enfriamiento. Bajo condiciones normales de operación, los cinco enfriadores deben estar conectados por las válvulas con el sistema de agua de enfriamiento. Consulte las instrucciones de operación del generador para conocer cómo dar servicio al enfriador durante la operación de la unidad.

D. LCI

Si el enfriador LCI requiere agua para enfriamiento durante el arranque, el agua de enfriamiento se suministrará también al enfriador LCI (Invertidor conmutado de carga, Load Commutated Inverter). La disposición de tubería recomendada es para que el agua de enfriamiento al enfriador LCI se alimente por la tubería en paralelo con los enfriadores del generador. Si los LCI están conectados de manera cruzada, la disposición de la tubería se hará de tal modo que el LCI que ponga en marcha la unidad obtenga el agua para el enfriamiento.

E. Secador de gas de torre doble

El secador de gas de doble torre contiene un sencillo intercambiador de calor para ser usado durante el ciclo de reactivación de la torre fuera de servicio. Consulte MLI G2SME para obtener información más detallada sobre el secador de gas de doble torre. El intercambiador de calor disminuye la temperatura del hidrógeno que se usa para reactivar el desecante de la torre por debajo de su punto de condensación, permitiendo que el separador de humedad de la unidad secadora elimine la humedad. No hay válvulas de aislamiento o instrumentación en el lado del agua de enfriamiento de este subsistema. El índice de flujo definido en el esquema del sistema proporcionará el enfriamiento necesario independientemente de la temperatura del agua de enfriamiento. El agua de enfriamiento no es necesaria para los secadores de gas que usen un diseño de torre sencilla.

GE Power Systems

General Electric Company

One River Road, Schenectady, NY 12345

518 - 385 - 2211 TX: 145354



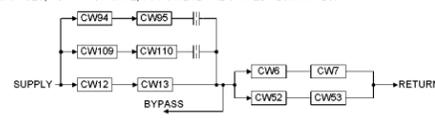
NOTES:

- SEE DEVICE SUMMARY (MLI 0414) FOR DEVICE SETTINGS AND DESCRIPTIONS.
- ORIFICE FLANGES HAVE FOUR PLUG TAPS UNLESS OTHERWISE SHOWN.
- RECOMMEND THAT PIPING CLEANLINESS BE VERIFIED BEFORE INSTALLATION.
- PRESSURE DROPS:

COOLING WATER LOCATIONS	PRESSURE DROP
LUBE OIL HEAT EXCHANGERS (CW6 - CW7)	20 PSID [1.41 KG/CM2D]
GENERATOR (CW12 - CW13)	5.33 PSID [0.37 KG/CM2D]
TURBINE BASE (CW52 - CW53)	20 PSID [1.41 KG/CM2D]
LCI COOLER (CW94 - CW95)	4.7 PSID [0.33 KG/CM2D]
GENERATOR GAS DRYERS (CW109 - 110)	0.1 PSID [0.007 KG/CM2D]
- GAS TURBINE HEAT REJECTION:

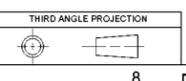
COOLING WATER LOCATION	HEAT REJECTION
LUBE OIL HEAT EXCHANGERS (CW6 - CW7)	79342 BTU / MIN
TURBINE BASE (CW52 - CW53)	500 BTU / MIN
LCI COOLER (CW94 - CW95)	5,800 BTU / MIN
GENERATOR GAS DRYERS (CW109 - 110)	57 BTU / MIN
- SPECIFIED COOLANT FLOW RATE TO LUBE OIL COOLER TO BE ESTABLISHED WITH VA32-1 IN FULL FLOW TO COOLER POSITION.
- COOLANT SYSTEM EQUIPMENT IS DESIGNED TO OPERATE WITH THE FOLLOWING COOLANT: 100% WATER WITH CORROSION INHIBITORS
- APPROXIMATE SYSTEM COOLANT CAPACITY EXCLUDING CUSTOMER SUPPLIED FIELD PIPING IS 600 GALLONS [2271 LITERS]. PIPING DESIGN PARAMETERS: MAXIMUM PRESSURE = 150 PSIG [10.5 KG/CM2G] MAXIMUM TEMPERATURE = 200°F [93.3°C] (REFER TO INTERFACE TABLE ON THIS DOCUMENT FOR ACTUAL OPERATING MAXIMUMS)
- CONTINUOUS FLOW REQUIRED DURING GAS TURBINE / GENERATOR OPERATION TO PREVENT AIR ACCUMULATION.
- GENERATOR HEAT LOADS:

COOLANT INLET TEMPERATURE	GENERATOR HEAT REJECTION CW12 - CW13 (ALL 5 COOLERS TOTAL)
59 °F [15 °C]	110197 BTU / MIN
73 °F [23 °C]	98927 BTU / MIN
93 °F [34 °C]	84925 BTU / MIN
- IT IS RECOMMENDED THAT THE PIPING ARRANGEMENT DEPICTED BELOW IS USED FOR INTERCONNECTION OF THE GAS TURBINE EQUIPMENT. OTHER PIPING CONFIGURATIONS MAY BE POSSIBLE. THE INSTALLER SHALL ADD THROTTLING VALVES AND FLOW MEASURING ORIFICES, AS APPROPRIATE, TO ACHIEVE THE STATED FLOW RATES.
- REFER TO GEI-41004 FOR COOLING WATER RECOMMENDATIONS FOR CLOSED SYSTEMS.
- A STRAIGHT PIPE LENGTH UPSTREAM OF THE FLOW MEASURING ORIFICE EQUIVALENT TO 10 PIPE DIAMETERS IS RECOMMENDED.
- FLOW MEASURING ORIFICES AND THROTTLING VALVE SHALL BE SUPPLIED BY INSTALLER (IF REQUIRED TO MEET STATED FLOW RATES & PRESSURE).
- HIGH POINT VENT SHALL BE LOCATED AT HIGHEST PHYSICAL ELEVATION DOWNSTREAM OF HEAT EXCHANGER.
- VA32-1 AIR CONSUMPTION AT 60 PSIG [4.22 KG/CM2] SUPPLY PRESSURE IS 11 SCFM [0.3 M3/MIN] MAXIMUM TRANSIENT AND 0.4 SCFM [0.011 M3/MIN] STEADY STATE FOR EACH VALVE.
- TAPS SHALL BE INSTALLED AS FOLLOWS: 1 @ 1 PIPE DIAMETER UPSTREAM, 1 @ 1/2 PIPE DIAMETER DOWNSTREAM.
- THERE MAY NOT BE A DEDICATED LCI FOR EVERY UNIT AT MULTI-UNIT SITES. THE LCI COOLING WATER CIRCUIT DEPICTED HEREIN IS FOR EACH LCI, NOT NECESSARILY FOR EACH UNIT.



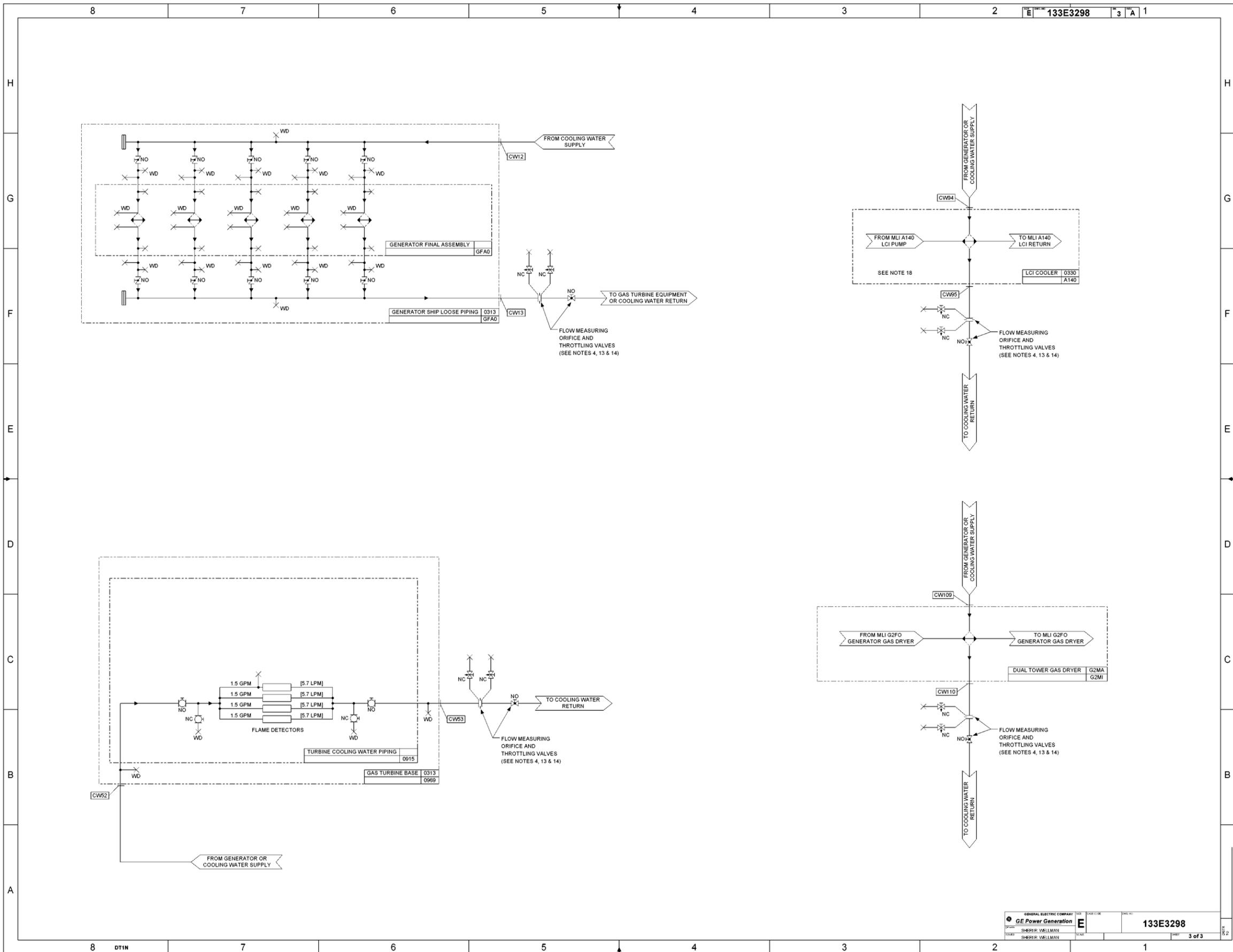
INTERFACE POINT NAME	SHEET & ZONE	FLUID TYPE	NORMAL PRESSURE PSIG (KG/CM2G)	NORMAL TEMPERATURE °F [°C]	NORMAL FLOW GPM (LPM)	DESIGN PRESSURE PSIG (KG/CM2G)	DESIGN TEMPERATURE °F [°C]	DESIGN FLOW GPM (LPM)	CONNECTION DESCRIPTION	INTERFACE TYPE
CW6	SH 2 C6	SEE NOTE 7	0 - 125 [0 - 8.8]	32 - 155 [0 - 46]	0-1000 [0-3785]	125 [8.8]	115 [46]	1000 [3785]	COOLING WATER TO LUBE OIL HEAT EXCHANGERS	GEE-OTHERS
CW7	SH 2 C6	SEE NOTE 7	0 - 125 [0 - 8.8]	32 - 125 [0 - 56]	0-1000 [0-3785]	125 [8.8]	125 [52]	1000 [3785]	COOLING WATER FROM LUBE OIL HEAT EXCHANGERS	GEE-OTHERS
CW12	SH 3 G5	SEE NOTE 7	0 - 125 [0 - 8.8]	32 - 110 [0 - 43]	0-1600 [0-6075]	125 [8.8]	110 [43]	1600 [6057]	COOLING WATER TO GENERATOR	GEE-OTHERS
CW13	SH 3 F5	SEE NOTE 7	0 - 125 [0 - 8.8]	32 - 155 [0 - 46]	0-1600 [0-6075]	125 [8.8]	115 [46]	1600 [6057]	COOLING WATER FROM GENERATOR	GEE-OTHERS
CW52	SH 3 B8	SEE NOTE 7	0 - 125 [0 - 8.8]	32 - 155 [0 - 46]	0 - 6 [0 - 23]	125 [8.8]	115 [46]	6 [23]	COOLING WATER TO TURBINE BASE	GEE-OTHERS
CW53	SH 3 C6	SEE NOTE 7	0 - 125 [0 - 8.8]	32 - 126 [0 - 52]	0 - 6 [0 - 23]	125 [8.8]	126 [52]	6 [23]	COOLING WATER FROM TURBINE BASE	GEE-OTHERS
CW94	SH 3 G2	SEE NOTE 7	0 - 125 [0 - 8.8]	32 - 110 [0 - 43]	0 - 50 [0 - 189]	125 [8.8]	110 [43]	50 [189]	COOLING WATER TO LCI COOLER	GEE-OTHERS
CW95	SH 3 F2	SEE NOTE 7	0 - 125 [0 - 8.8]	32 - 124 [0 - 51]	0 - 50 [0 - 189]	125 [8.8]	124 [51]	50 [189]	COOLING WATER FROM LCI COOLER	GEE-OTHERS
CW109	SH 3 C2	SEE NOTE 7	0 - 125 [0 - 8.8]	32 - 110 [0 - 43]	0 - 3 [0 - 11]	125 [8.8]	110 [43]	3 [11]	COOLING WATER TO GENERATOR GAS DRYER	GEE-OTHERS
CW110	SH 3 B2	SEE NOTE 7	0 - 125 [0 - 8.8]	32 - 112 [0 - 44]	0 - 3 [0 - 11]	125 [8.8]	112 [44]	3 [11]	COOLING WATER FROM GENERATOR GAS DRYER	GEE-OTHERS
LINE IA-2	SH 2 D8	AIR	90 - 120 [6.3 - 8.4]	AMBIENT	0 - 30 SCFM	120 [8.4]	150 [10.5]	30 SCFM (TRANSIENT)	INSTRUMENT AIR	GEE-GEE

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
A	SH1 APPLIED VALUES TO NORMAL PRESSURE, TEMPERATURE AND FLOW COLUMNS. REVISED LINE IA-2, SH2 DELETED 1.00T, ZONES F & G-6. APPLIED RANGES FOR PRESSURE INDICATORS, ZONE D-7. DCI-6023449 AN-MPT3233	08-01-26	SRW SGK



UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE	1 SPEC. SCHEMATICS AND DIAGRAMS 372491
DIMENSIONS ARE IN INCHES	SHERI R. WELLMAN	08-11-21	LIST OF COMPLEMENTARY DOCUMENTS
TOLERANCES UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	JOYCE A. RICE	08-11-21	GENERAL ELECTRIC COMPANY
3 PL. DECIMALS	S. KALPURNANI	05-11-20	GAS TURBINE
16 DECIMALS	SHERI R. WELLMAN	05-11-20	Greenville, SC
ANGLES & FRACTIONS 1			GE Power Generation
			DIAG, SCHEM PP-COOLING WATER
			FIRST MADE FOR: ML-7A1WFA358-1.2 0420
DATE	REV	DESCRIPTION	133E3298
SM TO: NONE	DATE	SHEET	1 of 3

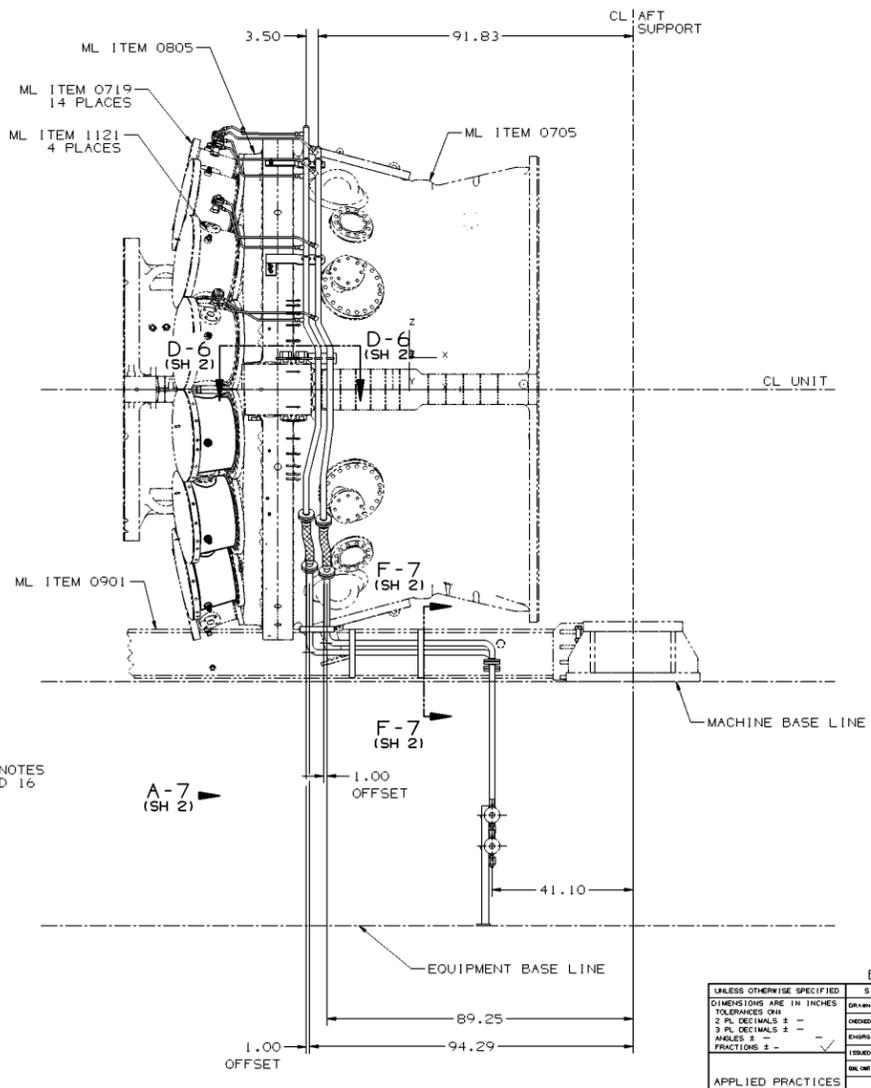
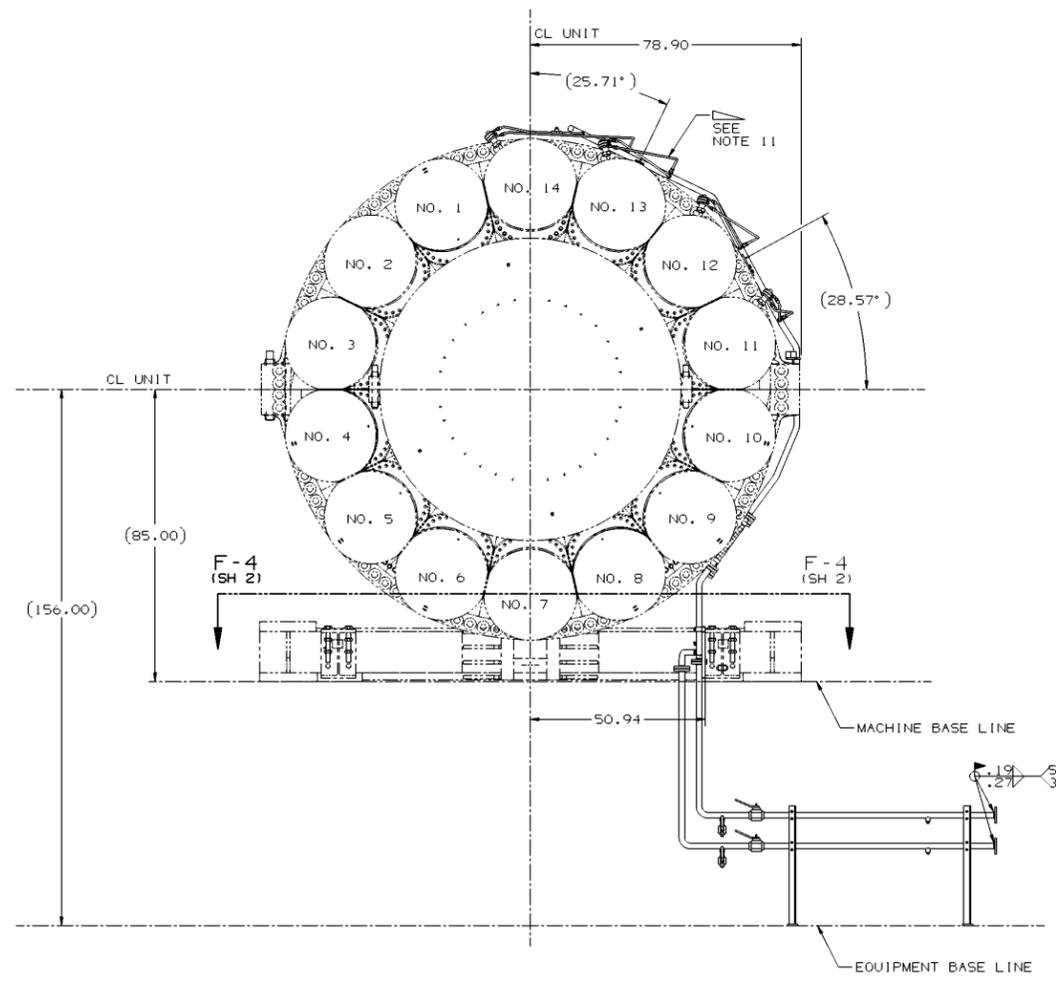
© COPYRIGHT 2006 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION - THIS DOCUMENT CONTAINS
 PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC
 COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO
 OTHERS EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF
 GENERAL ELECTRIC COMPANY.



REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
D	(1) ADDED GROUP 5 R. VAZQUEZ	07-02-05 FJN	RLM2 SK13

REVISE ON CAD ONLY
UG PART: 119E2423001
(SPEC: 119E2423)

- NOTES:
1. GENERAL MACHINING APPLIED PRACTICES ARE PER 348A9200.
 2. PIPING APPLIED PRACTICES ARE PER 351A3700.
 3. PIPING WELDS ARE PER PBA-AG3, FIGURE PER APPENDIX 11, FILLER METAL COLUMN AB PER APPENDIX 1. ASSEMBLY WELDS ARE DESIGNATED WITH A SYMBOL "X", IF APPLICABLE.
 4. STRUCTURAL WELDS ARE PER PBA-AG1, FIGURE PER APPENDIX 11, FILLER METAL COLUMN AB PER APPENDIX 1.
 5. INSTALL AND SUPPORT TUBING PER 215A4435.
 6. CLEAN AND PAINT PER ML ITEM 0108.
 7. TUBE RUNS ARE ILLUSTRATIVE ONLY.
 8. INSTALL TUBE UNIONS AS REQUIRED.
 9. DO NOT CAUSTIC CLEAN FLEXIBLE METAL HOSES.
 10. FLOW DIRECTION IS DESIGNATED WITH AN ARROW SYMBOL.
 11. TUBING TO AND FROM FLAME DETECTORS (ML ITEM 1121) SHOULD HAVE A .25 INCH PER FOOT MINIMUM SLOPE TO THE RETURN AND SUPPLY LINES.
 12. VALVE ORIENTATIONS ARE SUGGESTED AND MAY BE ROTATED TO AVOID INTERFERENCES.
 13. CUT SUPPORT TO FIT AT ASSEMBLY.
 14. ALL PIPING MUST BE INSTALLED IN A STRAIN FREE CONDITION.
 15. ADD WASHER (N402P00045) TO ITEMS 12 AND 24 FOR CASING MISMATCH AS NEEDED AT ASSY. INCREASE BOLT LENGTH AS NEEDED BY THE AMOUNT OF WASHERS ADDED.
 16. SPECIFIED PIPE HAS BEEN FABRICATED WITH EXTRA MATERIAL FOR FIELD FIT UP. THESE LOCATIONS CAN BE IDENTIFIED BY A WELD SYMBOL AND OR ITEM CALLOUT. THE PIPING MUST BE CUT AND WELDED TO FIT AT ASSEMBLY.



- (65) ISO6- SPARE GASKETS
- (64) MSDM- NON CORROSIVE HARDWARE- OWSA G2
- (63) UB34- NON CORROSIVE HARDWARE- OWSA G1
- (62) MSDM
- (61) UB34

6	INSTR. CLN & PNT	ML ITEM 0108
5	INSTR. ASSY-TUBE & FTG	215A4435
4	WELDING-GENL SPEC	PBA-AG1
3	WLD FAB OF STRB PP	PBA-AG3
2	APLD PRAC. PIP	351A3700
1	APLD PRAC. GENL MACH	348A9200
11	NOMENCLATURE IDENT	

LIST OF COMPLEMENTARY DOCUMENTS

	C	D	REV	REV STATUS OF SHEETS
	3	2	1	SH

BOM ISSUED

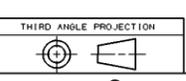
UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE	GE Power Generation
DIMENSIONS ARE IN INCHES	DRW: ANTO PAUL DAVID	01-05-23	GENERAL ELECTRIC COMPANY
TOLERANCES UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	CHK: ANTO PAUL DAVID	01-05-23	348A9200
2 PL DECIMALS ±	ENGR: HAMBERTO VILAS	01-05-24	
3 PL DECIMALS ±	ISSUED ANTO PAUL DAVID	01-05-24	
ANGLES ±	ML DRW FRM: J NORTH	01-05-24	
FRACTIONS ±			

APPLIED PRACTICES 348A9200

119E2423

117E4952

SCALE NONE

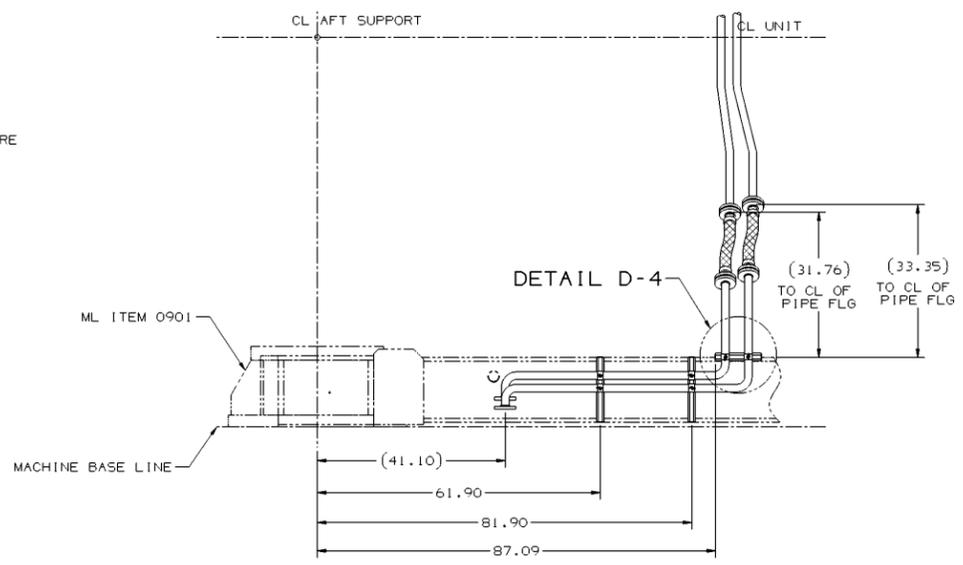
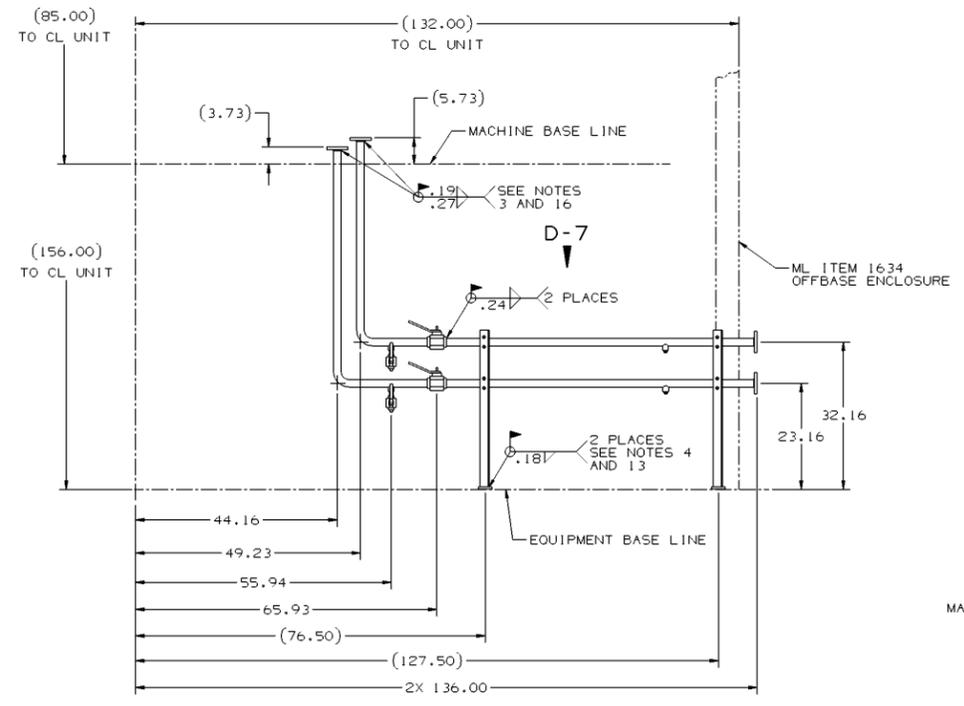
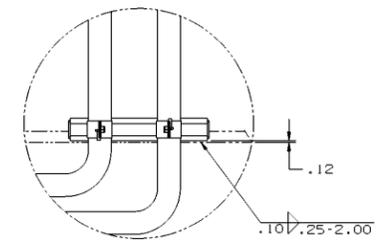
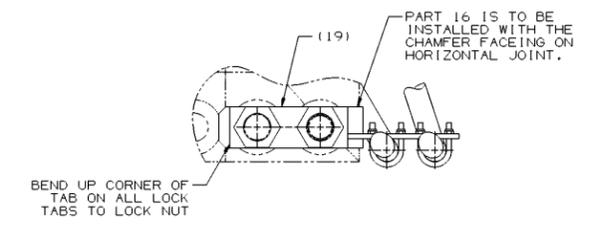
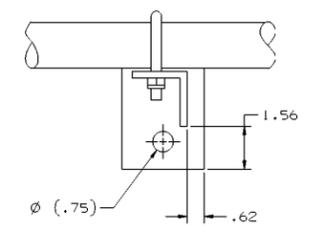
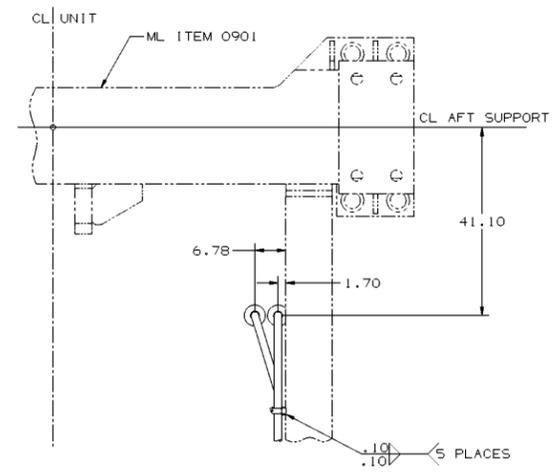
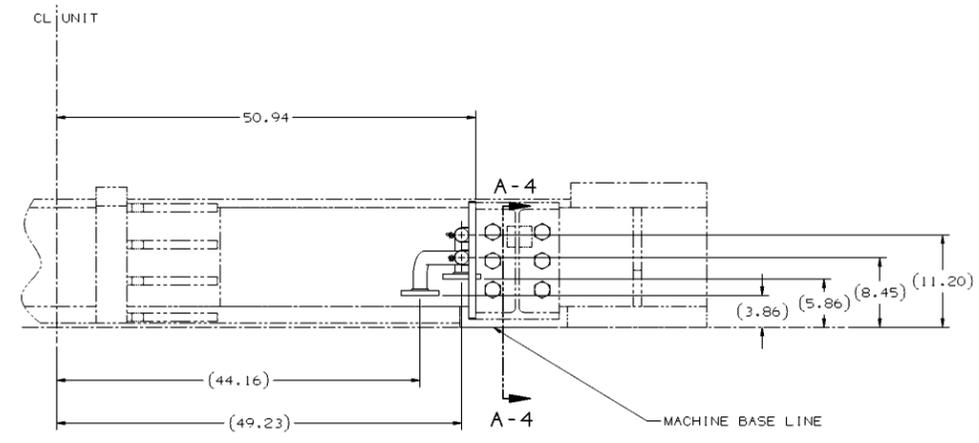


DT-1N

VIEW LOOKING DOWNSTREAM

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
C	(1) IS: ZONE D-4, WAS: ZONE C-6 DCI-04009006 AN-04011073	04-05-05 MBR	MBR SN

MICHAEL B. RALPH
REVISE ON CAD ONLY
UG PART: 119E2423001
(SPEC: 119E2423)



Tab 11



GEK 111259CA
Abril 2005

GE Energy

Sistema de lavado por agua del compresor de la turbina de gas

Estas instrucciones no pretenden cubrir todos los detalles o variaciones del equipo ni cubrir cada contingencia posible que se pueda conseguir durante la instalación, operación o mantenimiento. Si se desea más información o si se encuentra algún problema en particular que no se encuentre cubierto suficientemente para los objetivos del comprador, se deberá referir a GE Company.

© 2005 General Electric Company

I. GENERAL

Las turbinas a gas pueden experimentar una pérdida de su desempeño durante su operación como resultado de depósitos contaminantes en los componentes internos. Esta pérdida se indica por una disminución en el poder de salida y un aumento en la tasa de calentamiento. Los depósitos de contaminantes atmosféricos en las partes del compresor ocurren con la ingestión de aire.

El aire ingerido puede contener sucio, polvo, insectos y vapores de hidrocarburos. Una porción grande de estos puede ser removida antes de que entren en el compresor a través del filtrado del aire de entrada. Los contaminantes secos que pasan a través de los filtros así como los contaminantes húmedos, tal como vapores de hidrocarburos, tienen que ser removidos del compresor lavándolo con una solución de agua-detergente seguida de un enjuagado con agua.

A. Equipo suministrado sobre la base

El equipo de la turbina sobre la base suministrado con este sistema del compresor de lavado consiste en tubos desde la conexión del comprador desde la base, válvula(s) de inyección de agua operada por aire, y el múltiple(s) de rociado apropiados. También se suministran drenajes del difusor de entrada, del área de combustión, del marco del escape, y el difusor de escape. Adicionalmente, hay conexiones del comprador en estas líneas de drenaje. Los esquemáticos para este equipo de lavado por agua sobre la base se ubican en las secciones de Planos de Referencia de este manual.

B. Equipo fuera de la base

La porción fuera de la base del sistema de lavado por agua, conocido como patín de lavado por agua, contiene ambos un tanque de agua y un tanque de detergente. El tanque de agua está equipado con sensores de temperatura y calentadores eléctricos para mantener la temperatura de agua adecuada. El patín se encuentra equipado con una bomba de agua centrífuga (88TW-1) y un venturi usado con la bomba de agua para mezclar la solución del detergente. Además, incluido con el patín hay varios paneles de control para iniciar el lavado y para arrancar / detener manualmente los servicios apropiados. Todo el equipo está fabricado de materiales resistentes a la corrosión. Los esquemáticos del patín de lavado por agua se incluyen en la sección de Planos de Referencia de este manual.

Todos los dispositivos se encuentran ajustados para entregar la temperatura, presión, y flujo apropiados. Los ajustes de estos dispositivos se pueden encontrar en el resumen de los dispositivos para el sistema correspondiente.

C. Descripción funcional

Durante la operación de lavado, el agua o la solución de lavado se suministra a través de la tubería del cliente a la turbina de gas en la tasa de mezcla apropiada. La solución de agua de lavado se suministra a la unidad de la turbina a la presión, temperatura, y tasa de flujo apropiada para lavar el compresor de la turbina de gas. Referirse a los esquemáticos del sistema en la sección de Planos de Referencia para la presión(es), temperatura(s), y tasa(s) de flujo apropiadas para la turbina de gas.

1. Requisitos del sistema

El agua usada para lavar las partes de la turbina debe estar razonablemente limpia de manera que ella no cause suciedad o corrosión. Se recomienda el uso de agua destilada o desionizada. Los requisitos de la calidad del agua se listan en la Tabla 1 de GEK 107122. Los depósitos aceitosos o barnices de aceite en las partes internas de las turbina de gas requieren que se use una solución detergente durante la operación de lavado. El detergente debe cumplir los requisitos de GEK 107122, Apéndice 1.

2. Frecuencia de lavado del compresor

La frecuencia de lavado del compresor depende de la severidad y tipo de contaminación ambiental que afecta al compresor y reduce su desempeño. El método recomendado para establecer la frecuencia es monitorear el desempeño de la turbina de gas, comparando el desempeño rutinario con la línea base de desempeño para observar las tendencias de desempeño.

Si el desempeño ha decaído significativamente, y se sospecha la falla del compresor, se debe verificar por medio de inspección visual. Esta inspección visual incluye la entrada del compresor, la boca de campana, las paletas guía de entrada y la primera y, posiblemente, la segunda etapa de los alabes del compresor.

NOTA

La inspección debe realizarse debido a la fuente de depósitos aceitosos. Si es posible, se deben tomar acciones correctivas.

D. Operación del sistema de lavado

1. General

a. Lavado con agua fuera de línea

El lavado con agua fuera de línea se debe programar durante las paradas normales, si es posible. Esto permitirá suficiente tiempo para que la temperatura interna de la máquina baje a los niveles requeridos para el lavado. El tiempo requerido para enfriar la máquina puede ser acortado manteniendo la unidad a velocidad inestable. Durante este enfriamiento de la turbina, el lavado con agua puede calentarse al nivel apropiado.

Referirse al GEK 107122 para las recomendaciones del líquido de lavado del compresor de la turbina de gas.

b. Lavado con agua en línea

El período entre los lavados con agua apagados se puede extender con los lavados frecuentes en línea. Cuando se sospecha que el compresor se encuentra muy sucio, se debe realizar un lavado fuera de línea.

El sistema de lavado del compresor en línea le permite al operador lavar con agua el compresor de la turbina sin tener que apagar la turbina. El método de lavado es similar en muchos aspectos al sistema fuera de línea. Ambos sistemas usan la misma bomba, 88TW-1, y tubería para suministrar la solución de lavado de alta calidad al compresor. Cuando la tubería de suministro alcanza la vecindad de la base de la turbina, se divide en dos ramas, una para el sistema fuera de línea y una para el sistema en línea. Cada rama contiene una válvula de parada, un orificio de control, múltiple(s) y boquillas de rociado.

Existen diferencias significativas, aún así, entre los dos sistemas. GE recomienda que no se usen detergentes durante el lavado en línea, mientras que se anima el uso de detergente durante el lavado fuera de línea. Los requisitos de lavado con agua en línea difieren de los de la solución de lavado fuera de línea y se deben cumplir los requisitos de la Tabla 1 de GEK 107122 para el lavado en línea. Finalmente, el sistema en línea procede automáticamente después de haber sido manualmente iniciado; Mientras que, el sistema fuera de línea requiere la intervención del operador antes y después del lavado.

NOTA

Al usar una solución detergente para el lavado en línea, se recomienda que el lavado sea seguido por suficiente agua de enjuagado para remover los residuos de detergente de las boquillas de agua en el múltiple de rociado. Esto prevendrá que las soluciones detergentes se sequen y tapen las boquillas.

2. Precauciones Obligatorias

Antes de comenzar el lavado con agua del compresor, la temperatura de los alabes de la turbina deben estar lo suficientemente bajas de manera que el agua no cause choques térmicos.

ATENCION

El diferencial de temperatura entre el agua de lavado y la temperatura del espacio de rueda entre etapa no debe ser superior a 120 °F (67 °C) para prevenir el choque térmico a la partes de gas caliente. La temperatura del espacio de rueda máximo según TIL 1196-1 no debe ser superior a 150 °F (65.5 °C) según mida el sistema de lectura de la termocupla digital en el panel de control de la turbina.

Para reducir esta diferencia, el agua de lavado debe ser calentada y la turbina se debe mantener en velocidad inestable hasta que la temperatura del espacio de rueda caiga a un nivel aceptable. Las temperaturas del espacio de rueda se leen en el cuarto de control.

ATENCION

Si, durante la operación, ha habido un aumento en la temperatura de dispersión del escape por encima del normal 15 °F a 30 °F (8.3 °C a 16.6 °C), se deben examinar las termocuplas en el difusor de escape. Si se encuentran recubiertas con ceniza, la ceniza debe ser removida.

Los escudos de radiación también deben ser revisados. Si no se encuentran radialmente orientados con respecto a la turbina, ellos deberán ser reubicados según el plano apropiado. Si las termocuplas se encuentran recubiertas con ceniza, o si los escudos de radiación no se encuentran orientados correctamente, no se obtendrá una lectura de temperatura correcta.

Si ninguna de las condiciones anteriores existe y no hay explicación para la dispersión de la temperatura, consultar al representante de Servicios de Ingeniería de General Electric.

*****ADVERTENCIA*****

LA OPERACIÓN DE LAVADO CON AGUA INVOLUCRA AGUA BAJO ALTA PRESION. SE DEBE TENER CUIDADO PARA ASEGURAR LA UBICACIÓN ADECUADA DE TODAS LAS VALVULAS DURANTE ESTA OPERACIÓN. DEBIDO A QUE EL AGUA TAMBIEN DEBE ESTAR CALIENTE, SE DEBEN TOMAR LAS PRECAUCIONES NECESARIA DURANTE EL MANEJO DE VALVULAS, TUBERIAS, Y SUPERFICIES POTENCIALMENTE CALIENTES.

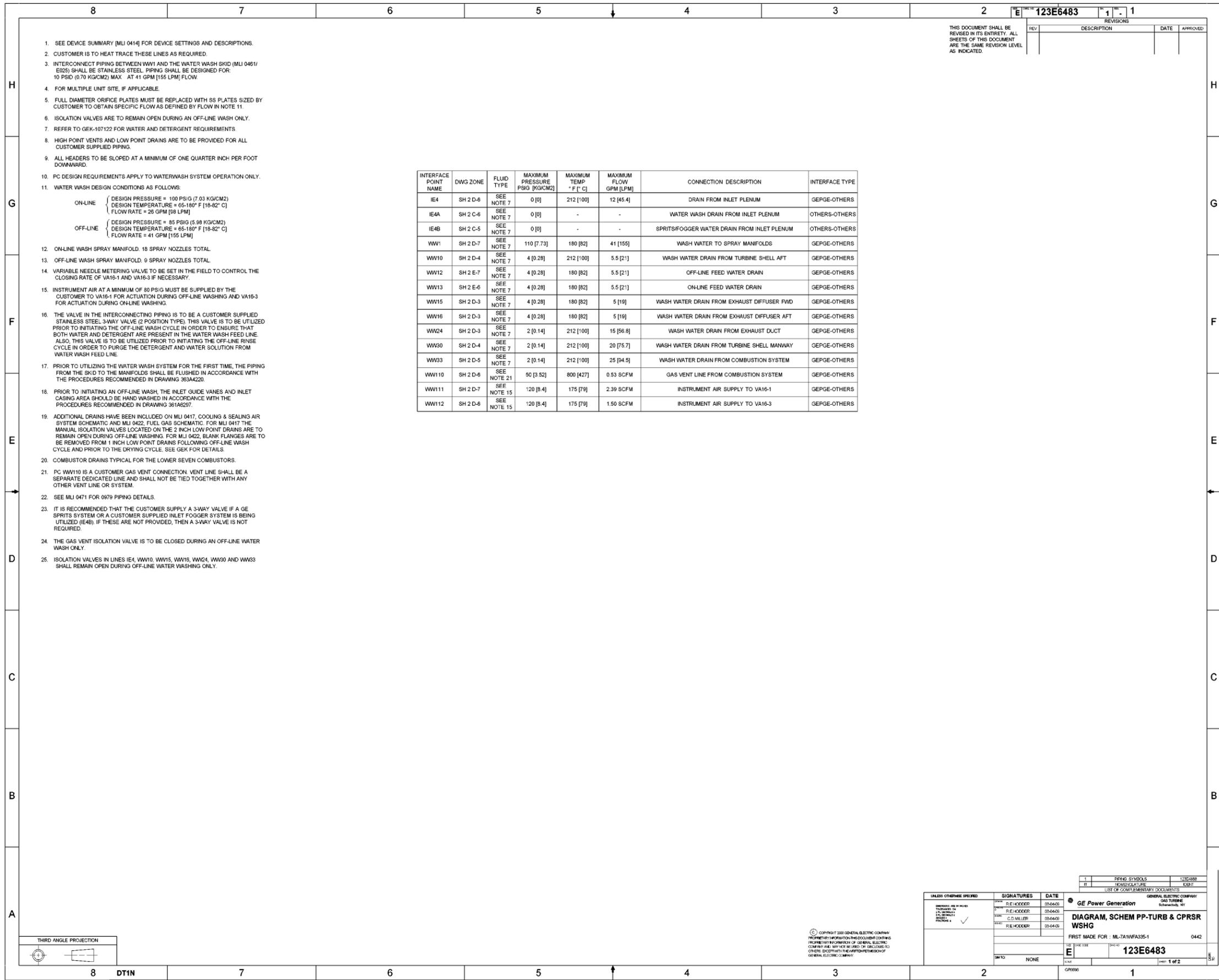
NOTA

Antes de lavar con agua el compresor, inspeccionar la entrada del difusor y la boca de campana de la turbina de gas en busca de grandes acumulaciones de contaminantes atmosféricos que puedan ser arrastrados dentro del compresor. Los depósitos pueden ser removidos con una manguera de jardín.



GE Energy

General Electric Company
www.gepower.com



1. SEE DEVICE SUMMARY [MU 0414] FOR DEVICE SETTINGS AND DESCRIPTIONS.
2. CUSTOMER IS TO HEAT TRACE THESE LINES AS REQUIRED.
3. INTERCONNECT PIPING BETWEEN WW1 AND THE WATER WASH SKID (MU 0461/ E025) SHALL BE STAINLESS STEEL. PIPING SHALL BE DESIGNED FOR: 10 PSIG (0.70 KG/CM2) MAX AT 41 GPM (155 LPM) FLOW.
4. FOR MULTIPLE UNIT SITE, IF APPLICABLE.
5. FULL DIAMETER ORIFICE PLATES MUST BE REPLACED WITH SS PLATES SIZED BY CUSTOMER TO OBTAIN SPECIFIC FLOW AS DEFINED BY FLOW IN NOTE 11.
6. ISOLATION VALVES ARE TO REMAIN OPEN DURING AN OFF-LINE WASH ONLY.
7. REFER TO GEK-107122 FOR WATER AND DETERGENT REQUIREMENTS.
8. HIGH POINT VENTS AND LOW POINT DRAINS ARE TO BE PROVIDED FOR ALL CUSTOMER SUPPLIED PIPING.
9. ALL HEADERS TO BE SLOPED AT A MINIMUM OF ONE QUARTER INCH PER FOOT DOWNWARD.
10. PC DESIGN REQUIREMENTS APPLY TO WATERWASH SYSTEM OPERATION ONLY.
11. WATER WASH DESIGN CONDITIONS AS FOLLOWS:

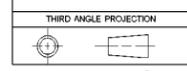
- ON-LINE { DESIGN PRESSURE = 100 PSIG (7.03 KG/CM2)
DESIGN TEMPERATURE = 65-180° F [18-82° C]
FLOW RATE = 28 GPM [98 LPM]
- OFF-LINE { DESIGN PRESSURE = 85 PSIG (5.98 KG/CM2)
DESIGN TEMPERATURE = 65-180° F [18-82° C]
FLOW RATE = 41 GPM [155 LPM]

12. ON-LINE WASH SPRAY MANIFOLD. 18 SPRAY NOZZLES TOTAL.
13. OFF-LINE WASH SPRAY MANIFOLD. 9 SPRAY NOZZLES TOTAL.
14. VARIABLE NEEDLE METERING VALVE TO BE SET IN THE FIELD TO CONTROL THE CLOSING RATE OF VA16-1 AND VA16-3 IF NECESSARY.
15. INSTRUMENT AIR AT A MINIMUM OF 80 PSIG MUST BE SUPPLIED BY THE CUSTOMER TO VA16-1 FOR ACTUATION DURING OFF-LINE WASHING AND VA16-3 FOR ACTUATION DURING ON-LINE WASHING.
16. THE VALVE IN THE INTERCONNECTING PIPING IS TO BE A CUSTOMER SUPPLIED STAINLESS STEEL 3-WAY VALVE (2 POSITION TYPE). THIS VALVE IS TO BE UTILIZED PRIOR TO INITIATING THE OFF-LINE WASH CYCLE IN ORDER TO ENSURE THAT BOTH WATER AND DETERGENT ARE PRESENT IN THE WATER WASH FEED LINE. ALSO, THIS VALVE IS TO BE UTILIZED PRIOR TO INITIATING THE OFF-LINE RINSE CYCLE IN ORDER TO PURGE THE DETERGENT AND WATER SOLUTION FROM WATER WASH FEED LINE.
17. PRIOR TO UTILIZING THE WATER WASH SYSTEM FOR THE FIRST TIME, THE PIPING FROM THE SKID TO THE MANIFOLDS SHALL BE FLUSHED IN ACCORDANCE WITH THE PROCEDURES RECOMMENDED IN DRAWING 363A4220.
18. PRIOR TO INITIATING AN OFF-LINE WASH, THE INLET GUIDE VANES AND INLET CASING AREA SHOULD BE HAND WASHED IN ACCORDANCE WITH THE PROCEDURES RECOMMENDED IN DRAWING 361A6297.
19. ADDITIONAL DRAINS HAVE BEEN INCLUDED ON MU 0417, COOLING & SEALING AIR SYSTEM SCHEMATIC AND MU 0422, FUEL GAS SCHEMATIC. FOR MU 0417 THE MANUAL ISOLATION VALVES LOCATED ON THE 2 INCH LOW POINT DRAINS ARE TO REMAIN OPEN DURING OFF-LINE WASHING. FOR MU 0422, BLANK FLANGES ARE TO BE REMOVED FROM 1 INCH LOW POINT DRAINS FOLLOWING OFF-LINE WASH CYCLE AND PRIOR TO THE DRYING CYCLE. SEE GEK FOR DETAILS.
20. COMBUSTOR DRAINS TYPICAL FOR THE LOWER SEVEN COMBUSTORS.
21. PC WW110 IS A CUSTOMER GAS VENT CONNECTION. VENT LINE SHALL BE A SEPARATE DEDICATED LINE AND SHALL NOT BE TIED TOGETHER WITH ANY OTHER VENT LINE OR SYSTEM.
22. SEE MU 0471 FOR 0679 PIPING DETAILS.
23. IT IS RECOMMENDED THAT THE CUSTOMER SUPPLY A 3-WAY VALVE IF A GE SPRITS SYSTEM OR A CUSTOMER SUPPLIED INLET FOGGER SYSTEM IS BEING UTILIZED (IE4B). IF THESE ARE NOT PROVIDED, THEN A 3-WAY VALVE IS NOT REQUIRED.
24. THE GAS VENT ISOLATION VALVE IS TO BE CLOSED DURING AN OFF-LINE WATER WASH ONLY.
25. ISOLATION VALVES IN LINES IE4, WW10, WW15, WW16, WW24, WW30 AND WW33 SHALL REMAIN OPEN DURING OFF-LINE WATER WASHING ONLY.

INTERFACE POINT NAME	DWG ZONE	FLUID TYPE	MAXIMUM PRESSURE PSIG [KG/CM2]	MAXIMUM TEMP °F [°C]	MAXIMUM FLOW GPM [LPM]	CONNECTION DESCRIPTION	INTERFACE TYPE
IE4	SH 2 D-6	SEE NOTE 7	0 [0]	212 [100]	12 [45.4]	DRAIN FROM INLET PLENUM	GEPE-OTHERS
IE4A	SH 2 C-6	SEE NOTE 7	0 [0]	-	-	WATER WASH DRAIN FROM INLET PLENUM	OTHERS-OTHERS
IE4B	SH 2 C-5	SEE NOTE 7	0 [0]	-	-	SPRITS/FOGGER WATER DRAIN FROM INLET PLENUM	OTHERS-OTHERS
WW1	SH 2 D-7	SEE NOTE 7	110 [7.73]	180 [82]	41 [155]	WASH WATER TO SPRAY MANIFOLDS	GEPE-OTHERS
WW10	SH 2 D-4	SEE NOTE 7	4 [0.28]	212 [100]	5.5 [21]	WASH WATER DRAIN FROM TURBINE SHELL AFT	GEPE-OTHERS
WW12	SH 2 E-7	SEE NOTE 7	4 [0.28]	180 [82]	5.5 [21]	OFF-LINE FEED WATER DRAIN	GEPE-OTHERS
WW13	SH 2 E-6	SEE NOTE 7	4 [0.28]	180 [82]	5.5 [21]	ON-LINE FEED WATER DRAIN	GEPE-OTHERS
WW15	SH 2 D-3	SEE NOTE 7	4 [0.28]	180 [82]	5 [19]	WASH WATER DRAIN FROM EXHAUST DIFFUSER FWD	GEPE-OTHERS
WW16	SH 2 D-3	SEE NOTE 7	4 [0.28]	180 [82]	5 [19]	WASH WATER DRAIN FROM EXHAUST DIFFUSER AFT	GEPE-OTHERS
WW24	SH 2 D-3	SEE NOTE 7	2 [0.14]	212 [100]	15 [56.8]	WASH WATER DRAIN FROM EXHAUST DUCT	GEPE-OTHERS
WW30	SH 2 D-4	SEE NOTE 7	2 [0.14]	212 [100]	20 [75.7]	WASH WATER DRAIN FROM TURBINE SHELL MANWAY	GEPE-OTHERS
WW33	SH 2 D-5	SEE NOTE 7	2 [0.14]	212 [100]	25 [94.5]	WASH WATER DRAIN FROM COMBUSTION SYSTEM	GEPE-OTHERS
WW110	SH 2 D-6	SEE NOTE 21	50 [3.52]	800 [427]	0.53 SCFM	GAS VENT LINE FROM COMBUSTION SYSTEM	GEPE-OTHERS
WW111	SH 2 D-7	SEE NOTE 15	120 [8.4]	175 [79]	2.39 SCFM	INSTRUMENT AIR SUPPLY TO VA16-1	GEPE-OTHERS
WW112	SH 2 D-6	SEE NOTE 15	120 [8.4]	175 [79]	1.50 SCFM	INSTRUMENT AIR SUPPLY TO VA16-3	GEPE-OTHERS

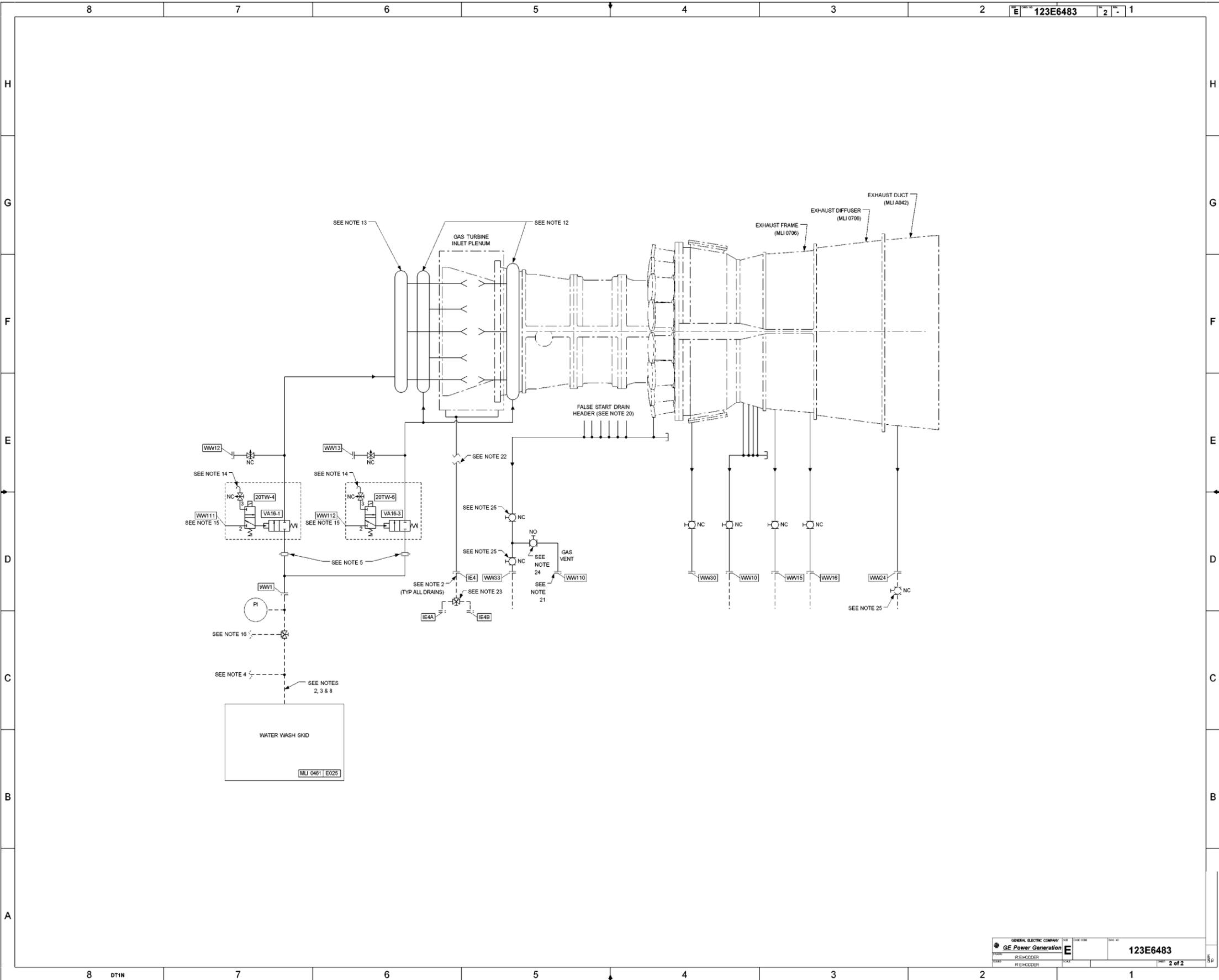
THIS DOCUMENT SHALL BE REVISIONED IN ITS ENTIRETY. ALL SHEETS OF THIS DOCUMENT ARE THE SAME REVISION LEVEL AS INDICATED.

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED



© COPYRIGHT 2008 GENERAL ELECTRIC COMPANY. PROPRIETARY INFORMATION. THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE REPRODUCED OR DISCLOSED TO OTHERS EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.

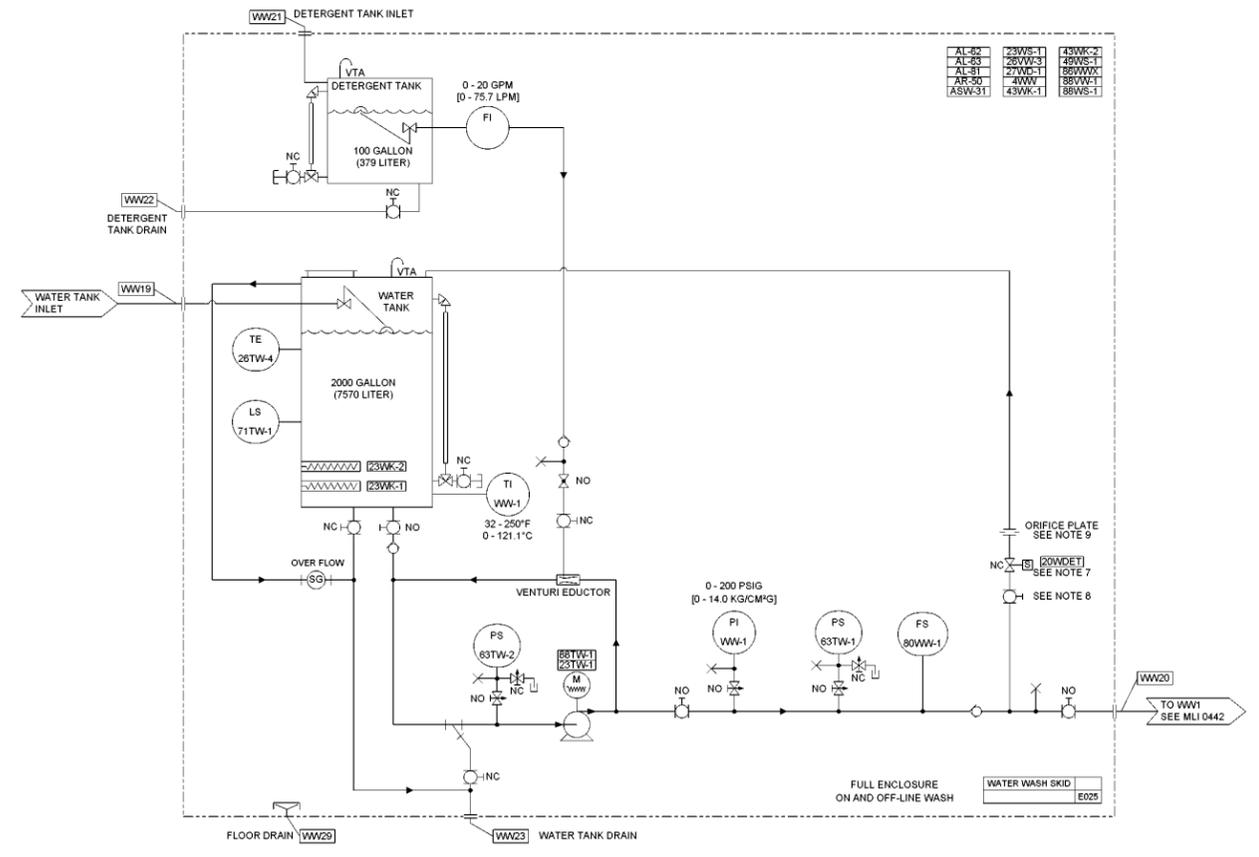
UNLESS OTHERWISE SPECIFIED:	DESIGNED BY: R.E. HODDER	DATE: 05-04-05	GE Power Generation GENERAL ELECTRIC COMPANY GAS TURBINE Sheltonville, NY
	DRAWN BY: R.E. HODDER	DATE: 05-04-05	
	CHECKED BY: C.D. MILLER	DATE: 05-04-05	
	APPROVED BY: R.E. HODDER	DATE: 05-04-05	
LIST OF COMPLEMENTARY DOCUMENTS: FIRST MADE FOR: ML-7A1WFA335-1 0442			123E6483 1 of 2
SHEET: NONE			



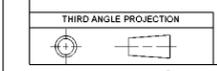
- NOTES:
- FOR DEVICE SETTINGS AND RATINGS SEE MLI 0414.
 - REQUIRED PRESSURE AT WW20 FOR OFFLINE COMPRESSOR WASH SHALL BE 95 PSIG [6.68 KG/CM²G]
REQUIRED PRESSURE AT WW20 FOR ONLINE COMPRESSOR WASH SHALL BE 110 PSIG [7.73 KG/CM²G]
THESE PRESSURES INCLUDE AN ALLOWANCE OF 10 PSIG DROP IN INTERCONNECTING PIPING.
 - WW20 OFFLINE COMPRESSOR WASH MAXIMUM FLOW WILL BE 41.0 GPM [155.2 LPM]
WW20 ONLINE COMPRESSOR WASH MAXIMUM FLOW WILL BE 28.0 GPM [106.4 LPM]
 - MAX PRESSURE BASED ON 150# FLANGE RATING WITH FLOAT VALVE CLOSED.
 - DRAIN FLOWS ARE INTERMITTENT.
 - PULSE MODE WASH.
 - MANUAL VALVE & SOLENOID VALVE (20WDET) TO BE LOCATED AS CLOSE AS POSSIBLE TO MAIN LINE.
 - MANUAL VALVE IN RECIRCULATION LINE SHALL BE CLOSED WHEN THE DETERGENT VALVE IS OPEN.
 - AN ORIFICE PLATE TO BE PROVIDED TO RESTRICT EXCESSIVE FLOW THROUGH THE SOLENOID VALVE (20WDET) AND TO MAINTAIN 63TW-1 SETTINGS IN ORDER TO AVOID PUMP TRIP.

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED

INTERFACE POINT NAME	DWG ZONE	FLUID TYPE	MAXIMUM PRESSURE PSIG [KG/CM ² G]	MAXIMUM TEMP °F [°C]	MAXIMUM FLOW GPM [LPM]	CONNECTION DESCRIPTION	INTERFACE TYPE
WW19	D-6	WATER	120 [8.44]	122 [50]	100 [378.5]	WATER TANK INLET	GEE-OTHERS
WW20	B-3	WATER MIX	110 [7.73]	180 [82.2]	SEE NOTE 3	WATER MIX OUTLET	GEE-OTHERS
WW21	E-6	DETERGENT	60 [4.22]	122 [50]	50 [189.3]	DETERGENT TANK INLET	GEE-OTHERS
WW22	E-6	DETERGENT	3 [0.21]	122 [50]	10 [37.8]	DETERGENT TANK DRAIN	GEE-OTHERS
WW23	B-5	WATER	3 [0.21]	122 [50]	25 [94.6]	WATER TANK DRAIN	GEE-OTHERS
WW29	B-6	WATER	3 [0.21]	122 [50]	25 [94.6]	FLOOR DRAIN	GEE-OTHERS



AL-22	23WS-1	43WK-2
AL-23	22WVS-1	28WS-1
AL-31	27WD-1	88WV-1
AP-30	43WV	88WV-1
ASW-31	43WK-1	88WS-1



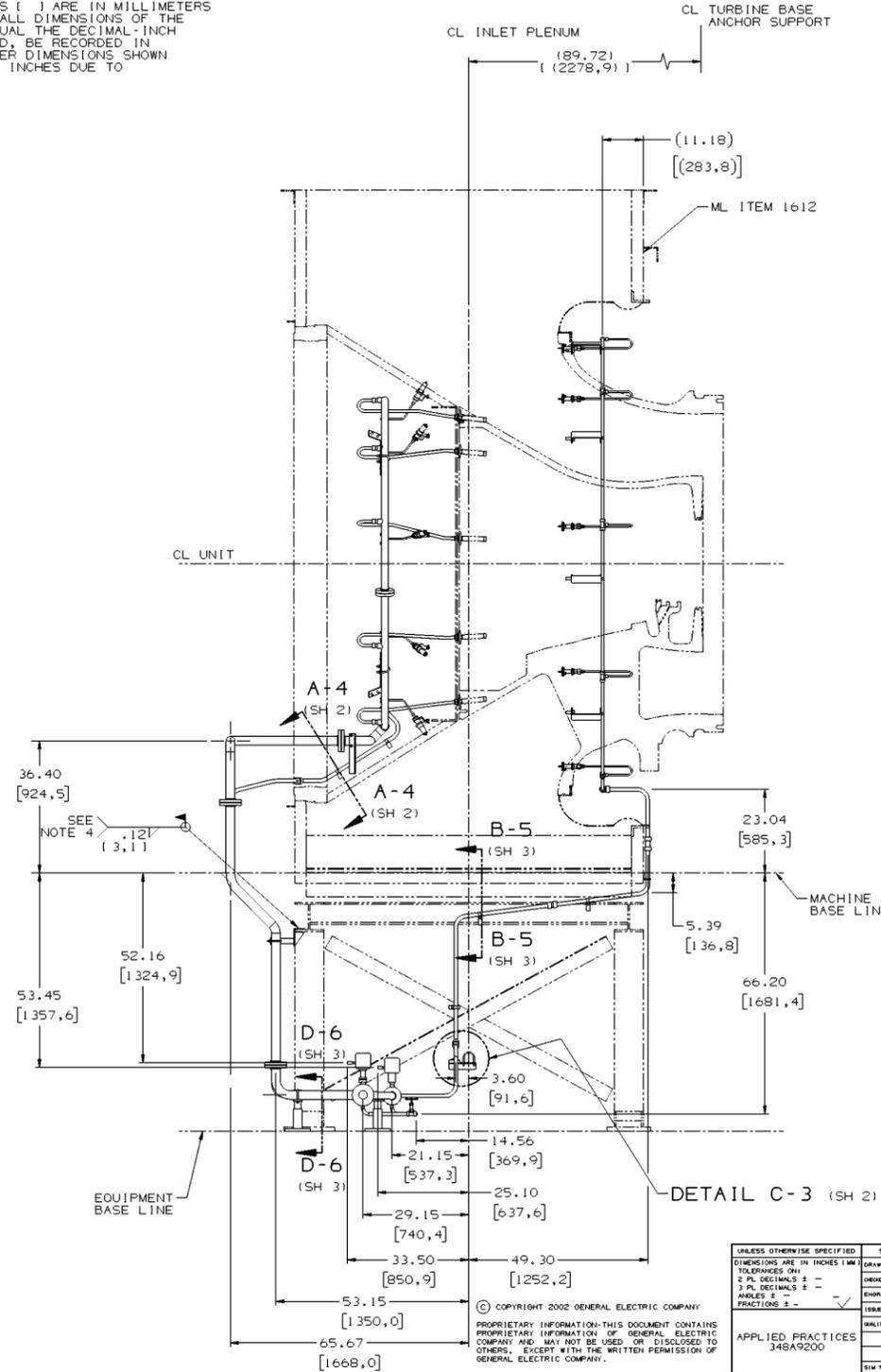
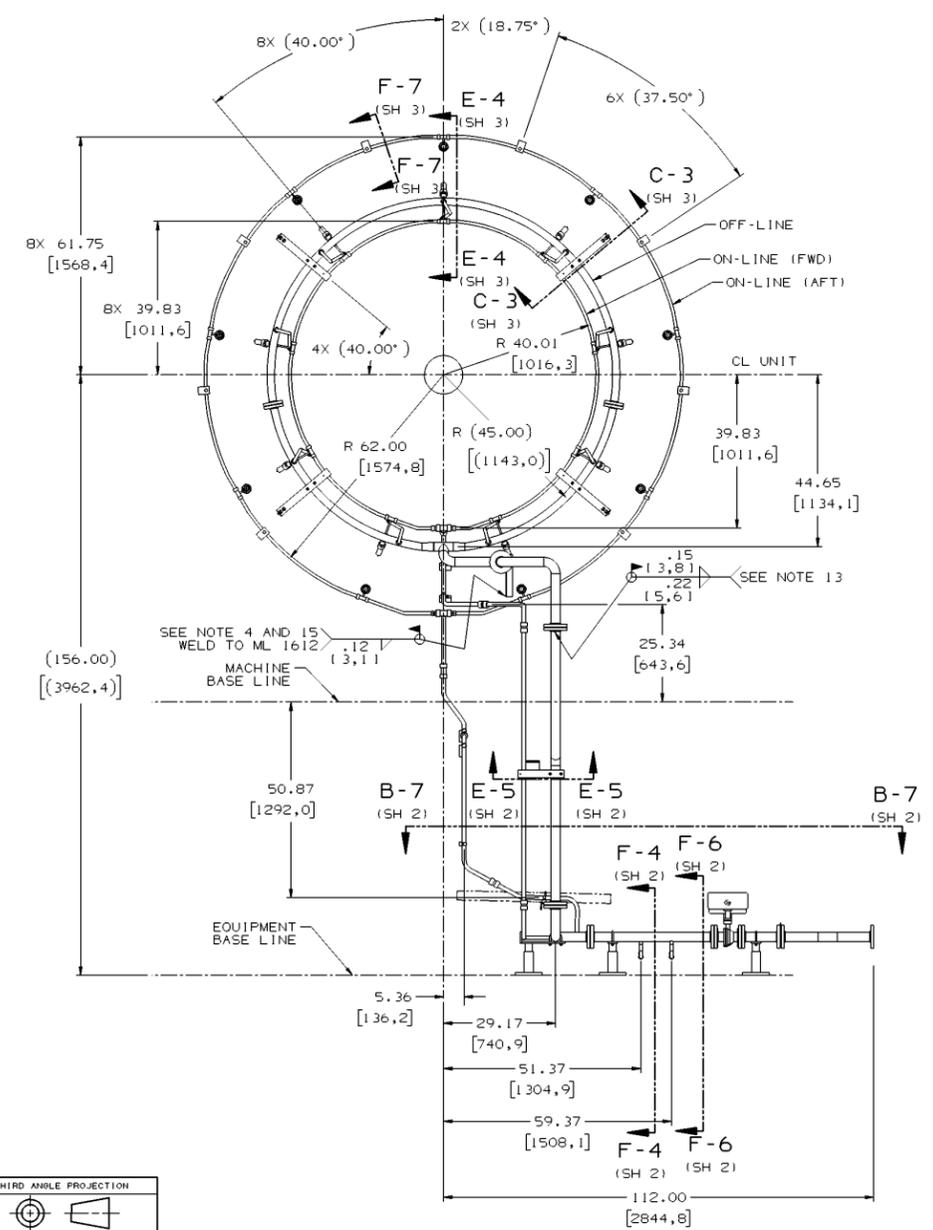
UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE	GE Power Generation
TOLERANCES UNLESS OTHERWISE SPECIFIED: DIMENSIONS ARE IN INCHES 3 PL DECIMALS & 1 PL FRACTIONS	DESIGNED BY: C. PAOLOCCI CHECKED BY: R. GANZ/PO/ENR APPROVED BY: C. PAOLOCCI	05-15-18 05-15-18 05-15-18	GE Power Generation GAS TURBINE Schenectady, NY
FIRST MADE FOR: ML-7A1WFA358-1.2			0461
DRAWING NO: 133E3235			1 of 1

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
B	ADDED DUAL DIMENSIONS IN SHEET 1, 2 AND 3 CHANGE AN: 04015795 JAYASEELAN	04-06-29 JAR	TLW RAC

REVISE ON CAD ONLY
UG PART: G57079-0953-A0002-SUMP
(SPEC: 119E7172)

NOTES:

- GENERAL MACHINING APPLIED PRACTICES ARE PER 348A9200.
- PIPING APPLIED PRACTICES ARE PER 351A3700.
- "PIPING WELDS ARE PER PBA-AG3, FILLER MATERIAL IS PER COLUMN AE-L UNLESS OTHERWISE SPECIFIED IN THIS DOCUMENT."
- "STRUCTURAL WELDS ARE PER PBA-AG1, FILLER MATERIAL IS PER COLUMN AB UNLESS OTHERWISE SPECIFIED."
- INSTALL AND SUPPORT TUBING PER 215A4435.
- INSTALL TUBE UNIONS AS REQUIRED.
- TUBE RUNS ARE ILLUSTRATIVE ONLY.
- CLEAN AND PAINT PER ML ITEM 0108.
- TORQUE BOLTS AND STUDS PER 248A4158.
- FLOW DIRECTION IS DESIGNATED WITH AN ARROW SYMBOL.
- SLOPE .25 (6,4) INCH PER FOOT MINIMUM.
- VALVE ORIENTATIONS ARE SUGGESTED AND MAY BE ROTATED TO AVOID INTERFERENCES.
- "FIELD DRILL 2 HOLES THRU INLET CONE WALL (ML ITEM 1612) USING PART 15 AS A TEMPLATE. 2 HOLES PER SUPPORT, 8 HOLES TOTAL."
- "REPLACE BOLT OF ML ITEM 1612 WITH PART 64 OR 65 FOR MOUNTING SUPPORT (PART 6), OTHERWISE USE BOLT OF ML ITEM 1612."
- CUT SUPPORT TO FIT AT ASSEMBLY.
- PENETRATE THRU ML ITEM 1617 ACCORDING TO ACCOMMODATE PIPING & TUBING PARTS 4 & 50 SEAL PLATES & WELDING INSTRUCTION WILL BE NOTED ON ML ITEM 1617.
- NO LOW POINT TRAPS OR IRREGULARITIES IN THE TUBING BETWEEN THE MANIFOLDS AND THE NOZZLES.
- LINEAR DIMENSIONS IN BRACKETS () ARE IN MILLIMETERS AND ARE FOR REFERENCE ONLY. ALL DIMENSIONS OF THE MANUFACTURED PART(S) MUST EQUAL THE DECIMAL-INCH DIMENSIONS AND, WHEN REQUIRED, BE RECORDED IN DECIMAL-INCH UNITS. MILLIMETER DIMENSIONS SHOWN MAY NOT CONVERT EXACTLY FROM INCHES DUE TO DIMENSIONAL ROUNDING.



ORIFICE PLATES		
PART	SIZE	ZONE
21	FULL AREA	B-5 SH 4
22	FULL AREA	B-6 SH 4

- (63) SUMP-CORROSION RESISTANT MATERIAL
- (62) GALVANIZED PIPE SUPPORTS
- (61) SUMP - ON & OFF-LINE COMPRESSOR WATER WASH

NO	DESCRIPTION	DATE	BY	CHKD
7	BOLT & STUD TORQUING	248A4158		
6	INSTR. CLN & PNT	ML ITEM 0108		
5	INSTR. ASSY-TUBE & FTG	215A4435		
4	WELDING-GENL SPEC	PBA-AG1		
3	WLD FAB OF GTRB PP	PBA-AG3		
2	APLD FRAC, PP	351A3700		
1	APLD FRAC, GENL MACH	348A9200		
01	NOMENCLATURE IDENT			

A	B	B	B	REV	REV STATUS OF SHEETS
4	3	2	1	SH	

BOM ISSUED

SIGNATURES	DATE
DRWN: CARISH	02-12-11
CHGD: TIM WEBB	02-12-20
ENGR: HAMBERTO VILAS	02-12-20
ISSUED: TIM L WEBB	02-12-23
QUALITY: TIM L WEBB	02-12-23

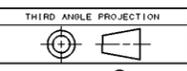
UNLESS OTHERWISE SPECIFIED:
DIMENSIONS ARE IN INCHES IAW YOUNG'S OH:
2 PL DECIMALS ± -
3 PL DECIMALS ± -
FRACTIONS ± -

APPLIED PRACTICES 348A9200

GE Power Generation
GENERAL ELECTRIC COMPANY
SHELBYVILLE, SC

PIPING ARR, COMPRESSOR WASH
FIRST MADE FOR ML-7A1WFA1-9 0953

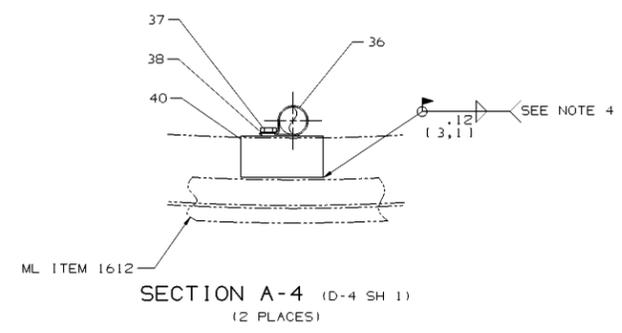
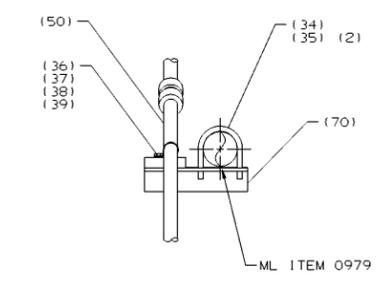
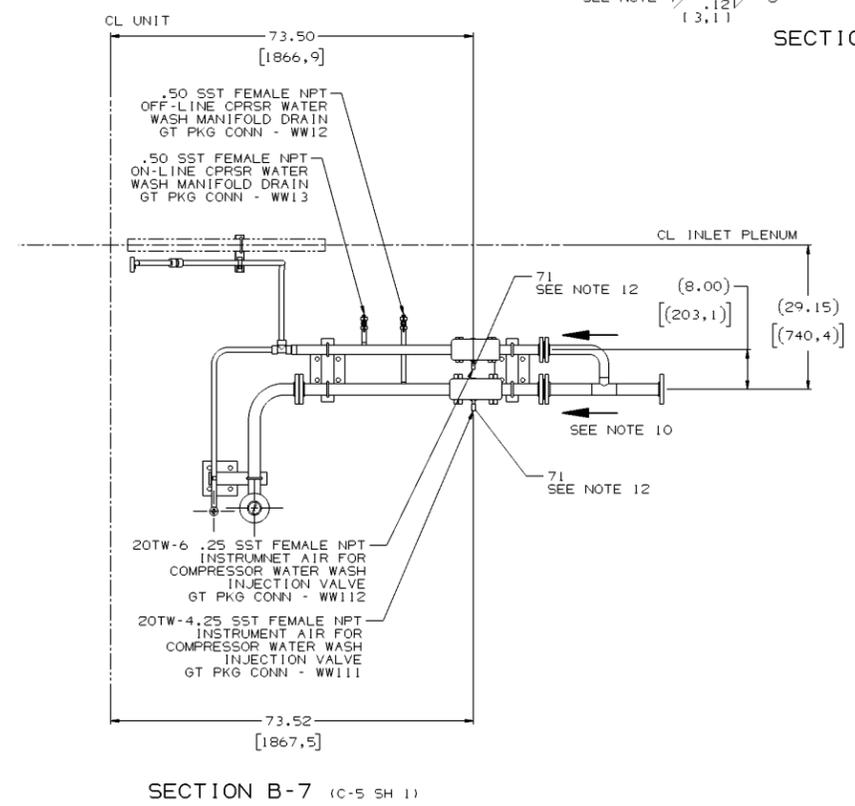
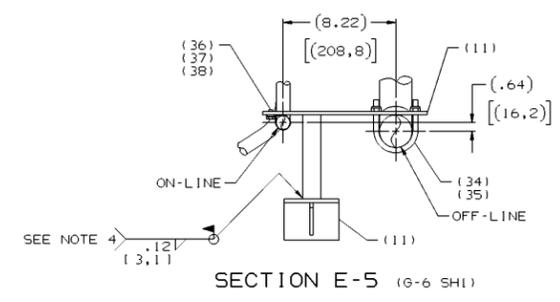
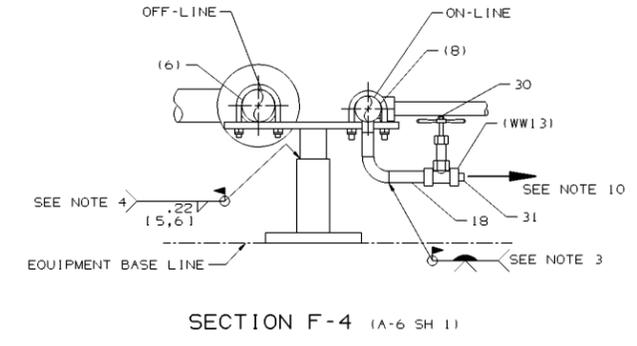
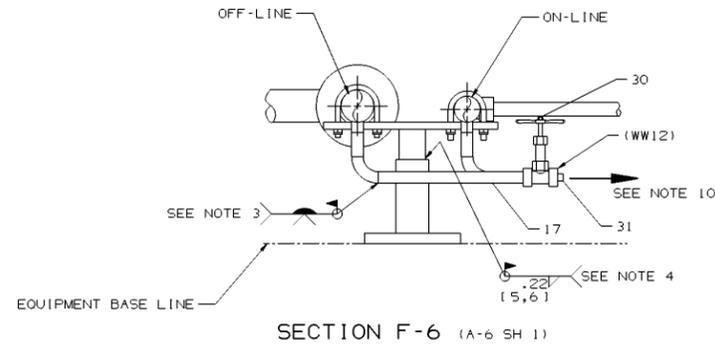
119E7172
SCALE NONE



DT-1N

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
B	ADDED DUAL DIMENSIONS CHANGE AN: 04015795 JAYASEELAN	04-06-20 JAR	TLW RAC

REVISE ON CAD ONLY
UG PART: 657079-0953-A0002-SUMP
(SPEC: 119E7172)



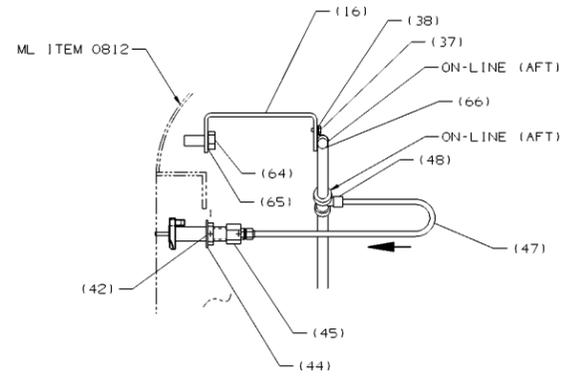
© COPYRIGHT 2002 GENERAL ELECTRIC COMPANY

PROPRIETARY INFORMATION - THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.

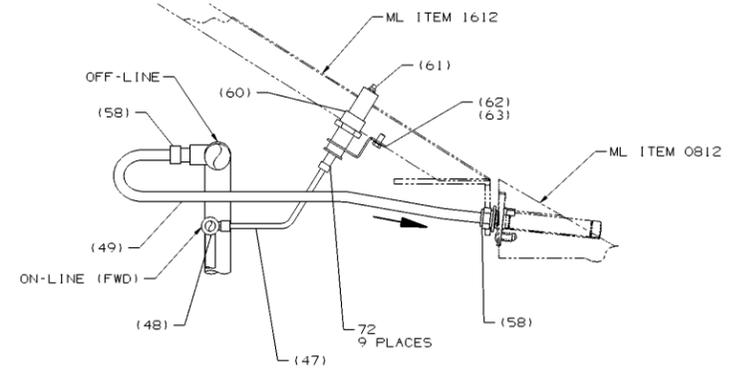
DATE	119E7172	REV	2	SHEET	2
DRAWN	CARRISH	DATE	02-12-11	SCALE	NONE
DESIGNED	TIM L WEBB	DATE	02-12-23	SCALE	NONE

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
B	ADDED DUAL DIMENSIONS CHANGE AN: 04015795 JAYASEELAN	04-06-29 JAR	TLW RAC

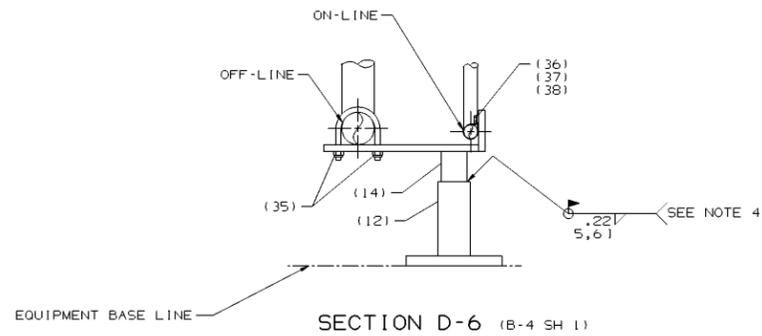
REVISE ON CAD ONLY
UG PART: GS7079-0953-A0002-SUMP
(SPEC: 119E7172)



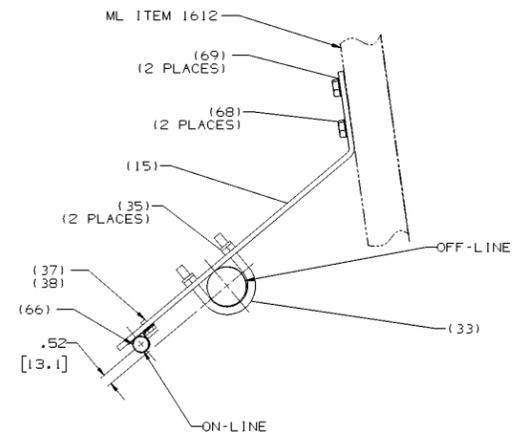
SECTION F-7 (E-7 SH 1)
(SEE NOTES 10 AND 11)



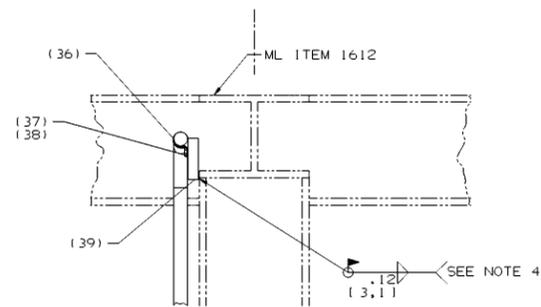
SECTION E-4 (E-7 SH 1)
(SEE NOTES 10 AND 11)



SECTION D-6 (B-4 SH 1)



SECTION C-3 (E-6 SH 1)



SECTION B-5 (C-3 SH 1)
(2 PLACES)

© COPYRIGHT 2002 GENERAL ELECTRIC COMPANY
PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS
PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC
COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO
OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF
GENERAL ELECTRIC COMPANY.

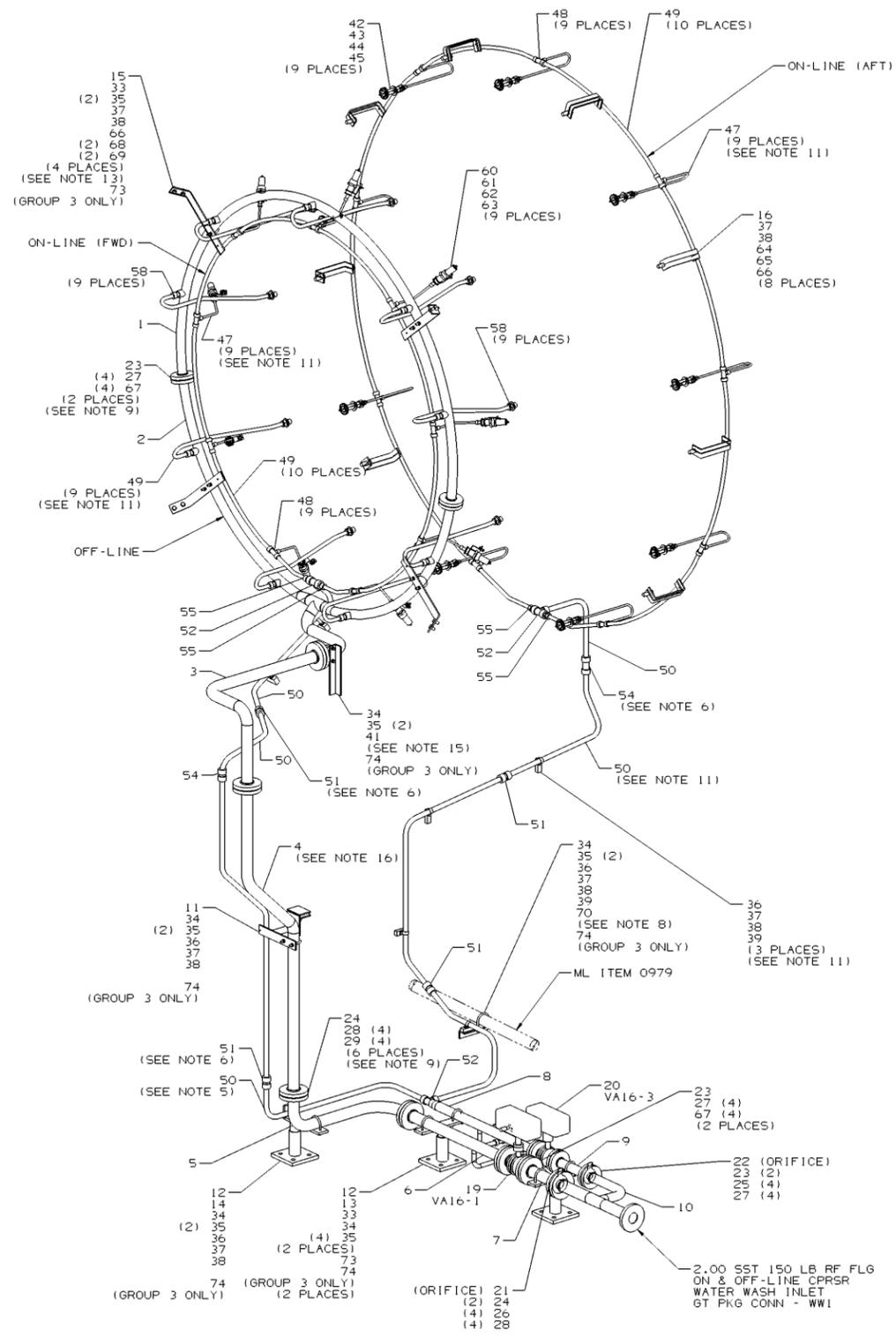
DATE	DESIGNER	ISSUED	SCALE	NO. OF SHEETS	SHEET NO.	REV	DESCRIPTION
02-12-11	CLARISON	02-12-11	NONE	3	3	B	ADDED DUAL DIMENSIONS CHANGE AN: 04015795 JAYASEELAN

119E7172

119E7172 3 B

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
A	ADDED PART 73,74 T.L. WEBB	03-12-02	TLW PDB

REVISE ON CAD ONLY
UG PART: GS7079-0953-A0002-SUMP
(SPEC: 119E7172)



TAMAÑO	DIB N°	HOJA	REV			
A	363A4220	1	-			
PROYECCIÓN DEL TERCER ÁNGULO			REVISIONES			
REV		DESCRIPCIÓN		FECHA	APROBADO	
ESTE DOCUMENTO SE REVISARÁ EN SU TOTALIDAD. TODAS LAS HOJAS DE ESTE DOCUMENTO SON DEL MISMO NIVEL DE REVISIÓN QUE SE INDICA EN EL BLOQUE DE REVISIÓN.						
© COPYRIGHT 1995 GENERAL ELECTRIC COMPANY INFORMACIÓN EXCLUSIVA: ESTE DOCUMENTO CONTIENE INFORMACIÓN EXCLUSIVA PROPIEDAD DE GENERAL ELECTRIC COMPANY Y NO PUEDE USARSE O REVELARSE A OTRAS PERSONAS EXCEPTO CON EL PERMISO ESCRITO DE GENERAL ELECTRIC COMPANY.						
A MENOS QUE SE INDIQUE OTRA COSA		FIRMAS	FECHA			
LAS DIMENSIONES ESTÁN EN PULGADAS Y LAS TOLERANCIAS EN:		DIBUJADO				
2 LUGARES DECIMALES ±		REVISADO				
3 LUGARES DECIMALES ±		INGENIERÍA		Procedimiento de descarga de agua de lavado Unidades de Clase F REALIZADO PRIMERO PARA: ML-7A1PFA1-4		
ÁNGULOS ±		EMITIDO				
FRACCIONES ±				TAMAÑO	CÓDIGO DE CAJA	DIB N°
				A		363A4220
PRÁCTICAS APLICADAS						

	SIM A: NADIE	ESCALA			HOJA 1 DE 4
--	-----------------	--------	--	--	----------------

UNIDADES DE CLASE F

PROCEDIMIENTO DE DESCARGA DE AGUA DE LAVADO

El objetivo de este procedimiento es evitar obstruir las boquillas lavando la tubería de suministro entre el bastidor de lavado con agua y las boquillas. Al realizar el procedimiento, cumpla con las reglas y disposiciones necesarias de salud, seguridad y ambientales.

Los documentos siguientes son útiles para realizar este procedimiento.

Esquema del lavado de la turbina y el compresor	ML 0442
Esquema, unidad de lavado con agua	ML 0461
Admisión y carcasa de la chumacera # 1 (Carcasa de admisión)	ML 0812
Disposición de la tubería de lavado del compresor	ML 0953
Línea de drenaje del pleno de admisión	ML 0979
Líquidos de desecho del lavado del compresor fuera de línea	TIL 1137-3
Lavado del compresor en línea en clima frío	TIL 1153-3
Procedimiento de limpieza del compresor de la turbina de gas, No DLN	GEI 41042
Procedimiento de limpieza del compresor de la turbina de gas, No DLN	GEI 41042
Procedimiento de limpieza del compresor de la turbina de gas, modo de impulsos	GEX (más tarde)
Procedimiento de limpieza a mano con agua de lavado	361A6297

Al realizar el procedimiento de limpieza a mano, deben inspeccionarse los siguientes conjuntos de tubería: drenaje del pleno de admisión, lavado del compresor y tubería de suministro de lavado con agua del cliente para asegurarse de que todos los componentes estén libres de defectos visibles a simple vista. Debe inspeccionarse la tubería para asegurarse de que no haya trampas de punto bajo o irregularidades en la tubería entre los distribuidores de suministro y las boquillas de agua de lavado. Confirme que el orificio de suministro que está en el conjunto de tubería de base ML0953 sea del tamaño indicado y se haya instalado correctamente.

Los alabes guía de entrada (IGV) y la carcasa de admisión deben limpiarse a mano antes de, o conjuntamente con, la realización de un lavado con agua fuera de línea. Vea el procedimiento de limpieza a mano 361A6297

Para emplazamientos de varias unidades, comience el lavado con la unidad más alejada del bastidor de lavado con agua y avanzando de vuelta a la unidad más cercana al bastidor. Para emplazamientos de una o varias unidades, use agua potable para realizar el enjuague.

El procedimiento de enjuague se divide en los componentes siguientes.

- 1 Lavado con agua fuera de línea
- 2 Lavado con agua en línea
- 3 Sistema completo e inspección final

1 Lavado con agua fuera de línea

- 1.1 Realice los bloqueos requeridos para garantizar que la unidad no se pueda poner en marcha durante la limpieza con agua.
- 1.2 Abra la válvula manual de aislamiento en la línea de drenaje del pleno de la admisión ML0979.
- 1.3 Posicione la válvula de suministro de tres vías del cliente para dirigir el agua al tanque de drenaje de lavado con agua y vaya al paso 1.5. Para sitios sin la válvula de tres vías o donde la válvula esté más cerca del bastidor que de la unidad, vaya al paso 1.4. La válvula de tres vías está ubicada entre el bastidor de lavado con agua la tubería en la base ML0953.
- 1.4 Cierre VA 16-1 y enjuague hasta la válvula desconectando la brida que está directamente corriente arriba de VA 16-1 y dirigiendo el agua al tanque de desecho al área de desecho mediante una línea temporal.
- 1.5 Confirme que la válvula de bola corriente arriba del venturi que está normalmente cerrada esté cerrada en el bastidor de lavado con agua. Esto es simplemente para evitar que el detergente entre a las líneas durante el enjuagado.
- 1.6 Coloque en posición HANDS el interruptor HANDS / OFF/AUTO del bastidor de lavado con agua.
- 1.7 Inicie el bastidor de lavado con agua y enjuague la línea de suministro entre 1 y 3 minutos hasta la válvula de tres vías (o VA 16-1) en el índice de flujo de lavado con agua.
- 1.8 Desconecte la tubería a la boquilla fuera de línea inferior izquierda y retire el conjunto de la boquilla, permitiendo así el acceso al pleno de admisión. Obture las líneas desconectadas y el conjunto de la boquilla para evitar que entren suciedad y contaminación en estos componentes.
- 1.9 Desconecte la conexión de la brida en la base del distribuidor de lavado con agua fuera de línea, obturando la conexión en el distribuidor.
- 1.10 Conecte un tramo de 6 a 10 pies (1.8 a 3 metros) de tubería transparente de 1 pulgada a la conexión de la brida de la línea de suministro. Dirija el otro extremo del tubo al interior del pleno de admisión mediante el agujero del conjunto de la boquilla. Asegúrese de que la tubería sea lo bastante larga como para depositar el agua en la línea de drenaje delantera del pleno de admisión.
- 1.11 Reposicione la válvula de tres vías del cliente para dirigir el agua a la unidad en lugar del tanque de drenaje o vuelva a conectar la línea de suministro a VA 16-1.
- 1.12 Coloque en posición abierta la válvula de suministro VA16-1 de la base.

- 1.13 Inicie el bastidor de lavado con agua y enjuague la línea de suministro hasta el distribuidor durante 2 o 3 minutos, o hasta que el agua salga limpia y cristalina. Use el índice de flujo de lavado con agua fuera de línea normal para enjuagar la línea.
- 1.14 Desconecte la tubería en la línea de suministro y reconéctela a la base del distribuidor.
- 1.15 Reposicione la válvula de suministro en la base VA16-1 a la posición normal para poner en marcha la unidad.

2 Lavado con agua en línea

- 2.1 Cierre la válvula de suministro fuera de línea VA16-1.
- 2.2 Desconecte la línea de suministro en línea corriente arriba en la base del distribuidor y conecte y enrute la tubería transparente similar a lo que se hizo en el paso 1.9 con la línea de suministro fuera de línea. Obture la conexión del distribuidor para evitar que entren en él suciedad y contaminación.
- 2.3 Desconecte el suministro en línea corriente abajo de la base del distribuidor y conecte la tubería a la línea de suministro, dirigiendo el otro extremo de la tubería a la línea de drenaje del pleno de admisión delantero. Obture la conexión del distribuidor para evitar que entren en él suciedad y contaminación.
- 2.4 Coloque la válvula VA16-3 de suministro de lavado con agua en posición abierta.
- 2.5 Inicie el bastidor de lavado con agua y enjuague la línea de suministro a los distribuidores durante 2 o 3 minutos, o hasta que el agua salga limpia y cristalina. Enjuague la línea usando el índice de flujo fuera de línea normal.
- 2.6 Retire la tubería y el obturador de la base de cada distribuidor. Vuelva a conectar la línea de suministro a los distribuidores, reinstale la boquilla fuera de línea y vuelva a conectar la tubería a la boquilla.
- 2.7 Reposicione las válvulas de suministro VA 16-1 y VA 16-3 a la posición normal para poner en marcha la unidad.

3 Inspección final

- 3.1 Camine por todo el sistema de lavado con agua para confirmar que se hayan vuelto a conectar todas las líneas y que las placas de orificios se hayan instalado correctamente.
- 3.2 Confirme que los pernos que sostienen el conjunto de las boquillas fuera de línea a la caja del compresor de admisión estén soldados con puntos en su sitio, especialmente la boquilla que se quitó en el paso 1.7.
- 3.3 Cierre los alabes guía de entrada.
- 3.4 Con la VA 16-1 abierta y la VA 16-3 cerrada, haga funcionar el bastidor de lavado con agua durante algunos segundos para confirmar que todas las boquillas fuera de línea estén destapadas y tengan el patrón de rociado correcto. 3.5 Con la VA 16-1 cerrada y la VA 16-3 abierta, haga funcionar el bastidor de lavado con agua durante algunos segundos para confirmar que todas las boquillas en línea estén destapadas y tengan el patrón de rociado correcto. 3.6 Configure todos los alabes guía de entrada en la configuración normal para arrancar la unidad. 3.7 Para poner en marcha la unidad, configure todas las válvulas de suministro de agua de lavado a la condición normal. 3.8 Configure el bastidor de lavado con agua a la condición normal para arrancar la unidad y cierre la válvula de aislamiento manual de la línea de drenaje del pleno de admisión. 3.9 Deshaga todos los bloqueos que se establecieron en el paso 1.1 y prepare la unidad para sus condiciones normales de arranque.

TAMAÑO	DIB N°	HOJA	REV			
A	361A6297	1	-			
PROYECCIÓN DEL TERCER ÁNGULO			REVISIONES			
REV		DESCRIPCIÓN		FECHA	APROBADO	
ESTE DOCUMENTO SE REVISARÁ EN SU TOTALIDAD. TODAS LAS HOJAS DE ESTE DOCUMENTO SON DEL MISMO NIVEL DE REVISIÓN QUE SE INDICA EN EL BLOQUE DE REVISIÓN.						
© COPYRIGHT 1995 GENERAL ELECTRIC COMPANY INFORMACIÓN EXCLUSIVA: ESTE DOCUMENTO CONTIENE INFORMACIÓN EXCLUSIVA PROPIEDAD DE GENERAL ELECTRIC COMPANY Y NO PUEDE USARSE O REVELARSE A OTRAS PERSONAS EXCEPTO CON EL PERMISO ESCRITO DE GENERAL ELECTRIC COMPANY.						
A MENOS QUE SE INDIQUE OTRA COSA		FIRMAS	FECHA			
LAS DIMENSIONES ESTÁN EN PULGADAS Y LAS TOLERANCIAS EN:		DIBUJADO				
2 LUGARES DECIMALES ±		REVISADO				
3 LUGARES DECIMALES ±		INGENIERÍA		Procedimiento de limpieza a mano con agua de lavado Unidades de Clase F REALIZADO PRIMERO PARA: ML-7A1PFA1-4		
ÁNGULOS ±		EMITIDO				
FRACCIONES ±				TAMAÑO	CÓDIGO DE CAJA	DIB N°
				A		
PRÁCTICAS APLICADAS						

	SIM A: NADIE	ESCALA			HOJA 1 DE 3
--	-----------------	--------	--	--	----------------

UNIDADES DE CLASE F

PROCEDIMIENTO DE LIMPIEZA A MANO CON AGUA DE LAVADO

El objetivo de este procedimiento es proporcionar instrucciones sobre la limpieza a mano de los alabes guía de entrada y la carcasa de admisión al compresor en referencia con la realización de un lavado con agua fuera de línea. Al realizar el procedimiento, cumpla con las reglas y disposiciones necesarias de salud, seguridad y ambientales.

Los documentos siguientes son útiles para realizar este procedimiento.

Disposición de los alabes guías de entrada	ML 0811
Admisión y carcasa de la chumacera # 1 (Carcasa de admisión)	ML 0812
Disposición de la tubería de lavado del compresor	ML 0953
Línea de drenaje del pleno de admisión	ML 0979
Líquidos de desecho del lavado del compresor fuera de línea	TIL 1137-3
Lavado del compresor en línea en clima frío	TIL 1153-3
Procedimiento de limpieza del compresor de la turbina de gas, No DLN	GEI 41042
Procedimiento de limpieza del compresor de la turbina de gas, DLN	GET 103623
Procedimiento de limpieza del compresor de la turbina de gas, modo de impulsos	GEX (más tarde)
Procedimiento de descarga de agua de lavado	363A4220

Al realizar el procedimiento de limpieza a mano, deben inspeccionarse los alabes guía de entrada, la carcasa de admisión y el conjunto de la tubería de lavado del compresor para asegurarse de que todos los componentes estén libres de defectos visibles a simple vista. Las boquillas de lavado con deben inspeccionarse para asegurar que los orificios de todas las boquillas estén libres de contaminantes y restos.

Los agentes limpiadores usados en el procedimiento de limpieza a mano no deben causar daño a los componentes de la turbina de gas y deben ser químicamente estables en sí mismos y al mezclarse con agua. No deberán formar mezclas combustibles y satisfarán todos los códigos locales relacionados con requisitos de salud y seguridad. Para obtener más

detalles que rigen a los agentes limpiadores, vea el Anexo 1 del procedimiento de lavado del compresor de la turbina de gas correspondiente GEK103623, GE141042 o GEX (posterior).

La tubería de suministro de lavado con agua debe limpiarse con agua antes de utilizar el sistema de lavado con agua por vez primera, vea el procedimiento de limpieza con agua.

El procedimiento de lavado a mano se subdivide en los siguientes componentes de la turbina de gas, mismos que deben limpiarse en el orden indicado.

1	Alabes guía de entrada	ML0811
2	Carcasa, admisión y chumacera N° 1	ML0812
3	Disposición de la tubería de lavado del compresor	ML0953
4	Inspección final	

1 Alabes guía de entrada

- 1.1 Configure los alabes guía de entrada para que estén totalmente abiertos.
- 1.2 Realice los bloqueos requeridos para asegurarse de que los alabes guía de entrada permanezcan completamente abiertos mientras realiza el procedimiento de limpieza a mano y para garantizar que no se pueda poner en marcha la unidad mientras se está realizando la limpieza.
- 1.3 Abra la válvula manual de aislamiento en la línea de drenaje del pleno de la admisión ML0979.
- 1.4 Sacuda el polvo de los alabes guía de entrada y realice una inspección visual empezando a las 12. Avance en sentido de las manecillas del reloj y en sentido contrario a las manecillas del reloj hasta las 6 con un trapo de algodón húmedo para limpiar, quitar el polvo e inspeccionar ambos lados de cada alabe guía de entrada.
- 1.5 Lave los alabes guía de entrada empezando a las 12 y avanzando en el sentido de las manecillas del reloj y en sentido contrario al de las manecillas del reloj, con un trapo de algodón con la misma proporción de detergente / detergente a agua que se usó para realizar un lavado fuera de línea. Enjuague el detergente conforme avanza de modo que no queden atrás residuos o acumulaciones de detergente.

2 Carcasa, admisión y chumacera N° 1

- 2.1 Restriegue y enjuague los otros ocho segmentos de la carcasa de admisión trabajando en sentido de las manecillas del reloj y en sentido contrario al de las manecillas del reloj desde las 12 hasta las 6. Restriegue cada segmento empezando en el área corriente abajo y trabajando hacia atrás, hacia la admisión.
- 2.2 Lave la ruta superior del flujo de aire de admisión de la carcasa de admisión concentrándose en los montantes y en la interfaz entre los mismos y el cilindro interior y exterior usando un cepillo de restregado y la misma proporción detergente / detergente a agua usada durante el lavado fuera de línea. Enjuague el detergente conforme avanza. El cepillo de restregado debe ser una escobilla de limpieza de baño manual común, con cerdas cortas semiduras. El cepillo debe ser tal que no pierda cerdas al usarse.

3 Disposición de la tubería de lavado del compresor ML0953

3.1 Confirme que las nueve boquillas de lavado con agua fuera de línea estén correctamente instaladas con la abertura mayor lejos de la línea central de la unidad y que los pernos que fijan los conjuntos de las boquillas a la carcasa de admisión estén fijos en su sitio con puntos de soldadura.

3.2 Realice una inspección visual para comprobar que los orificios de todas las boquillas fuera de línea estén libres de contaminación y basura.

3.3 Realice una inspección visual para comprobar que los orificios de todas las boquillas en línea estén libres de contaminación y basura.

4 Inspección final

4.1 Confirme que no se dejó nada en los Alabes guía de entrada o en la carcasa de la Admisión.

4.2 Cierre la válvula manual de aislamiento en la línea de drenaje del pleno de la admisión ML0979.

4.3 Deshaga los bloqueos realizados en la sección 1.2.

4.4 Configure los Alabes guía de entrada al valor normal para arrancar la unidad.



GEK 107122SPB
Nueva información, Abril de 1999
Revisado en Enero de 2001

GE Power Systems

Turbina de gas

Lavado del compresor de la turbina de gas de clase F **Recomendaciones de lavado líquido para Turbinas de gas** **con sistemas de lavado con agua por impulsos**

Estas instrucciones no pretenden cubrir todos los detalles o variaciones de los equipos ni prever cada posible contingencia que se pueda encontrar en relación con la instalación, operación o mantenimiento. Si se desea más información o si surgen problemas particulares que no se han tratado a cabalidad a los efectos del comprador, el asunto se debe remitir a la Compañía GE.

ÍNDICE

I.	PROPÓSITO	3
II.	INTRODUCCIÓN	3
III.	TIPOS DE ENSUCIAMIENTO	3
IV.	MÉTODOS DE DETECCIÓN	4
	A. Inspección visual.....	4
	B. Supervisión del rendimiento.....	4
V.	MÉTODO DE LAVADO CON AGUA Y CON AGUA Y DETERGENTE	4
VI.	CONDICIONES TOLERABLES PARA LAVADO CON AGUA	5
VII.	REQUISITOS TÉCNICOS DEL BASTIDOR DE LAVADO CON AGUA	5
VIII.	LAVADO Y RESTAURACIÓN DEL RENDIMIENTO	6
	A. Lavado del compresor fuera de línea.....	6
	B. Lavado del compresor en línea.....	13
	C. Resultados del lavado.....	14

LISTA DE TABLAS

Tabla 1	Especificación de calidad.....	15
Tabla A1	Contenido químico del detergente para lavar.....	17

I. PROPÓSITO

El propósito de este documento es presentar los métodos de lavado del compresor que han sido aprobados por General Electric. Se emplean dos métodos de lavado líquido, fuera de línea y en línea. El lavado en línea es el procedimiento de inyectar agua al compresor mientras la unidad está funcionando cerca de la carga base con los IGV (álabes guía de entrada) abiertos. El lavado fuera de línea es el procedimiento de inyectar en el compresor una solución para limpiar mientras la unidad está girando a velocidad parcial. La ventaja del lavado en línea puede efectuarse sin tener que parar la máquina. Sin embargo, este tipo de lavado no es tan efectivo como el lavado fuera de línea; así pues, el lavado en línea sirve para complementar el lavado fuera de línea, no para reemplazarlo.

Este documento es aplicable a todos los modelos de turbina de gas ofrecidos por la División de Turbinas de Gas con capacidad de realizar lavados con agua fuera de línea en modo de impulsos.

NOTA

Se recomienda que cada cliente cree una lista de comprobación y un procedimiento específico a la unidad. El procedimiento y la lista de comprobación deben incluir la configuración de la unidad para lavado con agua, la realización del lavado y la restauración que sigue al lavado. Dichos procedimientos deben ajustarse a las directrices generales adjuntas. Se recomienda que el cliente incluya en su procedimiento un alineamiento de válvulas específico antes, durante y después del lavado. General Electric puede proporcionar asistencia técnica para preparar las listas de comprobación y procedimientos específicos a la unidad.

II. INTRODUCCIÓN

Una pérdida en el rendimiento de la turbina de gas se detecta por una reducción en la potencia desarrollada y un incremento en el consumo calorífico y de combustible. La pérdida de rendimiento es una consecuencia directa del ensuciamiento del compresor axial de caudal. Los compresores sucios son menos eficaces, tienen una menor relación de compresión y sufren una reducción de la corriente de aire.

El lavado del compresor ayudará a eliminar los depósitos de suciedad y restaurar el rendimiento. Debe tenerse en cuenta que tal vez no pueda recobrase una potencia total si se ha producido un ensuciamiento significativo. Un lavado regular del compresor contribuye a mantener el rendimiento así como a aumentar la eficacia de cada lavado. Deberán establecerse intervalos específicos en función de las condiciones del sitio y el rendimiento del cliente. Asimismo, es posible que el lavado del compresor ralentice el avance de la corrosión, incrementando de esta forma la vida de las paletas y reduciendo la contribución de los productos anticorrosivos a la formación de depósitos de suciedad.

III. TIPOS DE ENSUCIAMIENTO

El tipo y el índice de suciedad de un compresor axial depende del entorno en el que funcione éste y de la filtración de admisión. La experiencia ha demostrado que los depósitos de suciedad se componen de cantidades diversas de humedad, aceite, carbonilla, elementos solubles en agua, suciedad insoluble y productos anticorrosivos del material de las paletas del compresor. Los depósitos de suciedad se suelen mantener unidos por la acción de la humedad y los aceites. Si se está produciendo corrosión de las paletas, los productos anticorrosivos estabilizarán y facilitarán el depósito.

Es muy importante reducir al mínimo los depósitos de suciedad disminuyendo las fugas de aceite y la absorción de elementos oleosos (humos de aceite lubricante). Una buena filtración puede reducir la suciedad en gran medida. La formación de humedad no puede reducirse en entornos húmedos. La humedad se forma en la entrada del compresor cuando el aire se enfría por debajo de su punto de condensación a consecuencia de acelerarse aproximadamente hasta $Mach = 0,5$. En GER 3601, "Evaluación del material y el entorno de funcionamiento del compresor de la turbina de gas" se tratan los factores que influyen en el ensuciamiento y corrosión del compresor.

IV. MÉTODOS DE DETECCIÓN

Hay dos métodos básicos para determinar la limpieza del compresor. Inspección visual y supervisión del rendimiento. Los dos aparecen descritos a continuación.

A. Inspección visual

La inspección visual implica parar la unidad, quitar la escotilla para inspección del pleno de admisión e inspeccionar visualmente la entrada del compresor, el ensanchamiento, los álabes guía de entrada y las paletas de primera etapa.

Si se puede limpiar o raspar algún depósito, incluidos depósitos de polvo o membranosos, de estas áreas, el compresor está lo bastante sucio como para llegar a afectar al rendimiento. La inspección inicial también revela si los depósitos son secos o aceitosos. Para depósitos oleosos es necesario un lavado de agua con detergente. Antes de lavar, debe localizarse el origen del aceite y corregirse el problema para que no se vuelva a repetir el ensuciamiento.

Si sólo se encuentran depósitos secos, tal vez baste lavar con agua.

B. Supervisión del rendimiento

Un segundo método de detectar si el compresor está sucio es mediante la supervisión del rendimiento, que implica obtener rutinariamente datos sobre la turbina de gas, que a su vez se comparan con los datos básicos para supervisar las tendencias en el rendimiento de la turbina de gas.

Los datos de rendimiento se obtienen haciendo funcionar la unidad con una carga BASE en estado estable y registrando la producción, temperatura de escape, temperatura del aire de admisión, presión barométrica, temperatura y presión de descarga del compresor y consumo de combustible. Los datos deben tomarse cuidadosamente con la unidad caliente y funcionando en condiciones normales.

Puede utilizarse el “Procedimiento de pruebas in situ del rendimiento” de GEK 28166 como guía para evaluar el rendimiento de la máquina antes y después de limpiar el compresor. El objetivo de este documento en particular es establecer el rendimiento de las máquinas de accionamiento del generador. No obstante, las partes correspondientes también pueden servir para evaluar la eficacia de la limpieza para otras aplicaciones.

La producción y el consumo calorífico pueden corregirse hasta un nivel normal con la ayuda de las curvas de rendimiento de la turbina, y se puede realizar un análisis de la eficiencia y la relación de compresión del compresor. Los niveles actuales de rendimiento pueden compararse con los datos básicos, ayudando a determinar la zona del problema.

Si el análisis de rendimiento indica ensuciamiento del compresor, deberá verificarse con una inspección visual.

V. MÉTODO DE LAVADO CON AGUA Y CON AGUA Y DETERGENTE

Se recomienda que el lavado con agua en línea se realice con el permiso para aire operativo de las instalaciones. Los reguladores pueden interpretar esto como una fuente adicional de emisiones de corta duración, requiriendo una exención similar a la proporcionada para condiciones transitorias, puesta en marcha y parada.

General Electric no recomienda la utilización de detergentes durante el lavado en línea. Para lavado fuera de línea, GE sí que recomienda y aconseja la utilización de detergentes. La eficacia de los detergentes en línea es limitada debido a que no hay periodo de remojo como ocurre con el lavado fuera de línea. Puesto que, cuando se realiza a diario, el lavado en línea ha resultado ser más eficaz, la especificación sobre el líquido debe ser más restrictiva para lavado en línea que para fuera de línea. La duración de un lavado en línea se limita a 30 minutos al día para reducir al mínimo el po-

tencial de erosión del agua de la sección delantera del compresor. Las especificaciones del agua para lavado en línea aparecen en la Tabla 1. Igualmente, la solución de agua o detergente que se use durante el lavado fuera de línea también deberá cumplir las especificaciones de la Tabla 1. El detergente concentrado que pueda usarse para el lavado fuera de línea debe cumplir la Especificación de detergentes para lavado del compresor que aparece en el Apéndice I del presente documento. Con el fin de garantizar que no se produzcan daños a los componentes de la turbina se precisan restricciones adicionales.

A excepción del pH, las restricciones de estas especificaciones se refieren a la corrosión y los depósitos de la trayectoria del gas caliente. La restricción del pH atañe a la corrosión en el sistema de manipulación del agua. El agua desmineralizada de gran pureza tras estar en contacto con el aire tendrá un pH en un rango de 5,0 a 6,0. De esta forma, se ha hecho la tolerancia en el nivel de pH siempre que esta sea la razón para el pH bajo.

En general, los depósitos contendrán material soluble en agua y aceites. Estos últimos serán más fáciles de quitar con detergente, aunque se puede eliminar el depósito sólo con agua, dependiendo de la cantidad de material soluble en agua presente. El agua caliente a 150-200 °F (66-93 °C) es por lo general más efectiva que el agua fría, pero no es necesaria.

Hay una serie de detergentes comercialmente disponibles para la limpieza del compresor, alguno de los cuales, junto con los depósitos que se han eliminado, pueden constituir residuos sólidos peligrosos (tal y como lo define la Agencia de Protección del Medio Ambiente de Estados Unidos), cuando se usan para lavado fuera de línea. A causa de dicha posibilidad, deben tenerse en cuenta las normativas locales a la hora del almacenamiento, manipulación y tratamiento del efluente de agua para lavar al diseñar el sistema de contención y drenaje.

VI. CONDICIONES TOLERABLES PARA LAVADO CON AGUA

Para un lavado en línea, la temperatura de admisión del compresor, CTIM del Panel de Control de la Turbina, debe superar los 50 °F (10 °C). Esto evitará la formación de hielo en los álabes guía de entrada y la entrada del compresor. CTIM puede medirse con el calor de purga de admisión desactivado.

Por ninguna razón deberá efectuarse el lavado en línea mientras el calor de purga de admisión esté activo. No fuerce la desactivación del calor de purga de admisión para satisfacer esta restricción. Si el calor de purga de admisión se activa por cualquier razón mientras se está lavando, deberá suspenderse el proceso de lavado con agua.

Para lavado con agua fuera de línea deben tomarse las precauciones pertinentes para evitar la congelación en la entrada del compresor, la turbina de gas, el sistema de drenaje y escape. No deberá efectuarse el lavado con agua fuera de línea a temperaturas de admisión del compresor, CTIM, por debajo de 40 °F (4 °C), medidas durante el arranque.

VII. REQUISITOS TÉCNICOS DEL BASTIDOR DE LAVADO CON AGUA

Deben cumplirse los siguientes requisitos técnicos mínimos para que el bastidor de lavado con agua interactúe con el panel de control para aplicaciones de lavado con agua fuera de línea en modo de impulsos:

- A. La salida del bastidor de lavado con agua debe satisfacer los requisitos de caudal, presión y temperatura determinados en el Diagrama esquemático de tubos (MLI 0442).
- B. El Panel de control someterá a un ciclo de apertura y cierre a la válvula VA-16-1, por medio del controlador de solenoide 20TW-4, durante el lavado con agua fuera de línea durante los ciclos de lavado y aclarado. La válvula no deberá abrirse más de un minuto cuando envíe agua al distribuidor fuera de línea. Además, la válvula deberá cerrarse un mínimo de 3 minutos y un

máximo de 20 minutos entre los ciclos de conexión/desconexión, dependiendo del modo de lavado.

C. Puntos de interconexión:

1. Conexión de tubería a PC WW1 en MLI 0442
2. Salida de contacto desde panel de control de la turbina hasta bastidor de lavado con agua identificando puesta en marcha/parada de la bomba durante ciclos de lavado/aclarado.
3. Salida de contacto desde bastidor de lavado con agua hasta panel de control de la turbina indicando el caudal de agua a la turbina.
4. Salida de control desde bastidor de lavado con agua hasta panel de control de la turbina indicando problemas.

Si un cliente o AE suministra el bastidor de lavado, entonces la parte que suministre el bastidor será la responsable del correcto funcionamiento y operabilidad del bastidor de lavado con agua.

VIII. LAVADO Y RESTAURACIÓN DEL RENDIMIENTO

A. Lavado del compresor fuera de línea

La intención de esta parte de las recomendaciones es aislar todos los puntos de extracción y drenar todos los puntos bajos para evitar que el efluente de agua de lavado entre en los sistemas de tuberías. General Electric recomienda que todas las tuberías, que puedan entrar en contacto con el agua, tengan una pendiente continua hasta un punto bajo drenable sin trampas. Se reconoce que tal vez sean necesarios aislamientos y drenajes adicionales dependiendo de los sistemas específicos, equipo, equipo suministrado por cliente y tubería de interconexión. Debe admitirse también que puede variar la nomenclatura de lógica de control y válvulas. Se recomienda al cliente que elabore una lista de comprobación personalizada para preparar y restaurar la turbina de gas para lavado con agua fuera de línea, sobre todo que haga un alineamiento de válvulas antes, durante y después de un lavado. En la Tabla 2 aparece el volumen aproximado de agua de drenaje recogida durante un ciclo completo de lavado fuera de línea.

Se recomienda el lavado con agua del compresor fuera de línea si el rendimiento del compresor baja un 10% o más a causa del ensuciamiento.

1. Preparación
 - a. La solución para lavado fuera de línea debe cumplir los requisitos de la Tabla 1 y el concentrado de detergente debe satisfacer los requisitos del Apéndice 1.
 - b. El procedimiento de enfriamiento debe continuar hasta que la temperatura de espacio entre rodets de la segunda etapa haya bajado al menos hasta 150 °F (65,6 °C) cuando se midan a 30 rpm o menos. Para más detalles, véase TIL 1236-2.

PRECAUCIÓN

Para evitar el choque térmico, la temperatura media de espacio entre rodets no debe ser más de 120 °F (67 °C) mayor que la temperatura de lavado con agua.

- c. Si la unidad está provista de compresor(es) de aire de atomización fuera de la base, el compresor en funcionamiento debe desactivarse durante el ciclo de lavado con agua en modo de impulsos.
- d. Si fuera necesario, cierre la válvulas detectoras de llamas o aislelas del circuito, basándose tanto en el tipo de detector de llama como en el modelo de turbina de gas. El agua puede ensuciar los exploradores de llamas y dificultar la puesta en marcha.

-
- e. Los drenajes de puntos bajos del distribuidor de combustible tienen que permanecer cerrados durante el ciclo de lavado con agua en modo de impulsos. Abra al final del ciclo de aclarado, antes de poner en marcha el ciclo de secado para garantizar que no quede agua en el (los) distribuidor(es).
- f. Aísle manualmente los sistemas, abra y desvíe los drenajes del siguiente modo:
- El caudal a través de las válvulas de drenaje de la falsa puesta en marcha (VA17) debe desviarse del tanque de lodos hasta un tanque de efluentes para lavado con agua en las turbinas que funcionan con combustible líquido o tienen la capacidad de hacerlo. En máquinas sólo a gas puede que no haya válvulas de drenaje de falsa puesta en marcha, sino solamente válvulas manuales de drenaje para lavado con agua.

NOTA

El caudal de drenaje de falsa puesta en marcha o cualquier caudal que generalmente vaya al tanque de lodos debe desviarse de su trayectoria “normal” a dicho tanque y dirigirse hacia el sistema de drenaje de efluentes de lavado con agua para evitar un desbordamiento del tanque de lodos. Además, el efluente de drenaje de falsa puesta en marcha debería ser visible a fin de evaluar la eficacia del ciclo de lavado.

- Abra la válvula de drenaje para lavado con agua del pleno de admisión en o cerca del fondo de dicho pleno.
- Abra la(s) válvula(s) de drenaje para lavado con agua en el colector de drenaje para lavado con agua de la cámara de combustión, si procede.
- Cierre la válvula de aislamiento en la línea de ventilación de gas del colector de drenaje de falsa puesta en marcha, si procede.
- Para máquinas sólo a gas, abra las válvulas principales de drenaje para lavado con agua en la coraza y los drenajes del bastidor de escape de la turbina.
- Cierre la válvula instalada en las tuberías AD-2 (MLI 0417) que suministran aire de descarga del compresor a las válvulas de drenaje de falsa puesta en marcha, si procede, y abra el drenaje a favor de corriente.
- Encienda el controlador para los motores de ventilador del bastidor de escape de la turbina, 88TK-1 y 88TK-2 en la posición de encendido manual (si se ha suministrado).
- Abra la válvula de drenaje para lavado con agua del pleno de escape en o cerca del fondo de dicho pleno.

NOTA

Este paso es necesario para evitar que entre el agua de lavado en el sistema de enfriamiento del bastidor de escape durante el ciclo de lavado.

- g. El sistema de aire de atomización (consulte MLI0425), si se ha suministrado, ha de aislarse de la siguiente forma:
- Cierre la válvula de aislamiento en el lado de admisión del sistema de aire de atomización desde la línea AD-8.
 - Abra la válvula de drenaje del separador de aire de atomización (si se ha suministrado).

-
- h. Los circuitos de aire de enfriamiento y sellado (consulte MLI 0417) se aíslan de la siguiente forma:
- Cierre las válvulas de aislamiento en las líneas AE-9 y AE-13. Abra todos los drenajes de puntos bajos justo contra corriente de dichas válvulas de aislamiento (CA52 y CA53).
 - Cierre las válvulas en todas las líneas de suministro del transductor para medir presiones de descarga del compresor (AD-4).
 - Cierre la válvula de aislamiento contra corriente de AD-6. Abra el drenaje de punto bajo (CA54) en el lado de admisión de AD-6.
 - Cierre las válvulas de aislamiento a la línea AD-1, 3 y si se han provisto, a las líneas AD-5, AD-7, AD-10, AD-11.
 - Cierre la válvula de aislamiento en el lado de admisión del sistema de purga de gas desde la línea PA3, si se ha suministrado.
 - Cierre la válvula en la línea de suministro de aire de sellado del cojinete AE-5 desde la extracción de aire (si se ha suministrado).
- i. El sistema de calentamiento de admisión (consulte MLI 0432), si se ha suministrado, se aísla de la siguiente forma:
- Cierre la VM15-1 manualmente, o si se ha suministrado una válvula motorizada, cerciórese de que esté cerrada.
 - Abra el drenaje de punto bajo (CA20) en la tubería de interconexión.
2. Procedimiento de lavado

Antes de instalar las boquillas en línea y fuera de línea y de utilizar el sistema de lavado con agua por primera vez, debe realizarse un proceso preliminar de enjuagado en las líneas de suministro para lavado con agua a fin de limpiar el sistema de rebabas, polvo, fragmentos de soldadura, etc. Las recomendaciones para el enjuagado pueden hallarse en 363A4220, "Procedimiento de enjuagado para el lavado con agua".

Antes de empezar el lavado, el ensanchamiento, soportes e IGVs deben limpiarse primero a mano para evitar que, al lavar, estos depósitos acaben en el compresor. Consulte el procedimiento 361A6297, "Procedimiento de limpieza a mano para lavado con agua".

El caudal de lavado con agua fuera de línea viene especificado por la etiqueta de caudal fuera de línea situada en el esquema del sistema de lavado con agua en la base (MIL 0442).

NOTA

El cliente deberá ajustar el tamaño del orificio contra corriente de la válvula de inyección neumática VA16-1 a fin de suministrar la presión adecuada, y por tanto el caudal, para las boquillas de rociado fuera de línea. Antes de lavar, debe verificarse que se ha reajustado el tamaño de dicho orificio.

Deberán seguirse los siguientes pasos en el bastidor de lavado con agua (si la ha suministrado General Electric) antes de iniciar el lavado con agua en modo de impulsos:

- a. Active los paneles de interruptores del bastidor.
- b. Ponga el interruptor HANDS/OFF/AUTO en la posición **AUTO** para poder poner en marcha la bomba del bastidor 88TW-1 por medio del PLC (Controlador lógico programable).

- c. El PLC del bastidor comprobará los parámetros requeridos del bastidor.

Sírvase del procedimiento de lavado con agua en modo de impulsos de detergente que sigue:

- a. En la Pantalla de visualización del control principal de la turbina, ponga el Interruptor selector general en la posición **CRANK** (arrancar). Seleccione la Visualización definida por el usuario del control de lavado con agua en el panel de control de la turbina CRT. Seleccione **OFF-LINE WATER WASH ON** (Activar lavado con agua fuera de línea) (L43Bwon_CPB).

Desde este momento, se prohíbe encender la turbina.

- b. Desde la Pantalla del control principal, active una señal **START** (puesta en marcha). Este comando arrancará la turbina a velocidad de lavado con agua por medio del LCI una vez satisfechas las temperaturas permisivas (de espacio entre rodets y temperaturas de admisión).
- c. Cuando se detecten las señales de velocidad de arranque y de que no se ha detectado ninguna llama, los IGVs se abrirán del todo. Los IGVs permanecerán en posición completamente abierta durante todo el ciclo de lavado. Entonces, esta secuencia iniciará el ciclo de prelavado.

Se iniciará un prelavado para enjuagar todos los contaminantes sueltos, como polvo y suciedad procedente del compresor, antes de emplear detergente durante el ciclo de detergente. Esta es una aplicación de agua solamente que reduce la cantidad de partículas de polvo que puede arrastrar la espuma del detergente.

NOTA

La secuencia de modo de impulsos deberá accionar la válvula solenoide de 3 vías 20TW-4 de modo que la VA16-1 de dos vías accionada por aire se abra durante el (los) impulso(s) de prelavado y todos los demás impulsos que siguen. Igualmente, la 20TW-4 deberá cerrar la VA16-1 entre impulsos.

Al finalizar el ciclo de prelavado, la bomba de lavado con agua llenará la tubería de suministro con una mezcla de agua/detergente como preparación del ciclo de detergente.

- d. Coloque la válvula suministrada por el cliente de 3 vías (si procede) contra corriente de PC WW1 en la posición de drenaje.
- e. En el bastidor de lavado con agua, coloque la válvula de bola normalmente cerrada contra corriente del tubo venturi, en la línea de detergente en posición abierta.
- f. Ponga el interruptor HANDS/OFF/AUTO en la posición **HANDS** (manos) que pondrá en marcha manualmente la bomba/motor del bastidor de lavado. Deje que la bomba funcione el tiempo requerido para el enjuague (el tiempo de cada sitio puede variar en función del caudal de la bomba y la disposición de las tuberías).
- g. Cuando mediante una inspección visual se descubra una mezcla de agua/detergente consistente en el puerto de drenaje de la válvula de 3 vías o en la boquilla, vuelva a poner el interruptor HANDS/OFF/AUTO en la posición **AUTO**.
- h. Vuelva a poner la válvula de 3 vías en su posición normal.

Los pasos d a h de este procedimiento garantizan que haya agua y detergente en la línea contra corriente de la VA16-4 antes de iniciar el ciclo de lavado.

- i. La lógica de control de lavado con agua estará en una posición de mantenimiento. Una vez completados los pasos previos, seleccione el pulsador **CONTINUE WASH** (Continuar con lavado) (L43DET_CPB).
- j. La solución de agua/detergente será inyectada a la unidad durante el (los) ciclo(s) de lavado seguidos por el periodo pertinente de remojo entre ciclo(s) de lavado.

Al concluir el periodo de remojo, la tubería suministrada por el cliente deberá enjuagarse con agua antes de aclarar a través de los siguientes pasos k - o.

- k. Coloque la válvula suministrada por el cliente de 3 vías (si procede) contra corriente de PC WW1 en la posición de drenaje.
 - l. En el bastidor de lavado con agua, ponga la válvula de bola para detergente normalmente cerrada contra corriente del tubo venturi en posición cerrada.

NOTA

El paso k es importante para evitar que entre detergente en el distribuidor fuera de línea durante el ciclo de aclarado.

- m. Ponga el interruptor HANDS/OFF/AUTO en la posición **HANDS** (manos) que pondrá en marcha manualmente la bomba/motor del bastidor de lavado. Deje que la bomba funcione el tiempo requerido para el enjuague (el tiempo de cada sitio puede variar en función del caudal de la bomba y la disposición de las tuberías).
- n. Cuando sólo quede agua sin detergente en la línea de suministro para lavado con agua fuera de línea, vuelva a poner el interruptor HANDS/OFF/AUTO en la posición **AUTO**.
- o. Vuelva a poner la válvula de 3 vías en su posición normal.

Los pasos k – o anteriores garantizan que sólo entre agua en la unidad durante el ciclo de aclarado. La finalidad del ciclo de aclarado es eliminar el detergente de las superficies de las paletas del compresor y aclarar el resto de la unidad.

- p. El ciclo de aclarado empezará cuando el operario seleccione el pulsador **RINSE** (aclarar) (L43RINSE_CPB).
- q. Tras completar el ciclo inicial de aclarado, el operario tendrá la opción de seleccionar un ciclo de aclarado adicional, pulsador **PULSE** (impulso) (LOFL_XTR_CPB), o bien de finalizar el ciclo de aclarado, pulsador **END RINSE CYCLE** (LOFL_END_CPB). Si el operario escoge efectuar ciclos de aclarado adicionales, aún tiene la opción de agregar un ciclo de aclarado para cerciorarse de que la unidad quede limpia de detergente/contaminantes. El Modo de aclarado finalizará cuando el operario seleccione el pulsador **END RINSE CYCLE** (LOFL_END_CPB).
- r. Después de completar el (los) ciclo(s) de aclarado, un operario parará la unidad seleccionando el pulsador **STOP** de la pantalla de interfaz del Panel de Control de la Turbina. Esto permitirá a la unidad marchar por inercia a la velocidad del virador para vaciar el agua que quede en la misma.
- s. Entonces debe seleccionarse el pulsador **WATER WASH OFF** (Desactivar lavado con agua) (L43BWOFF_CPB) en la pantalla de interfaz del Panel de Control de la Turbina.
- t. Abra los drenajes de puntos bajos del distribuidor de gas combustible.

- u. Vuelva a poner en marcha la unidad para el ciclo de secado. El ciclo de secado está diseñado para eliminar el agua que quede en la unidad que aún se tenga que evacuar. Antes de volver a seleccionar **START**, tal vez sea necesario una Reinicialización general.
- v. Al final del ciclo de secado de 20 minutos, un operario tendrá que inspeccionar visualmente los diversos puertos de drenaje para lavado con agua fuera de línea en la turbina de gas para garantizar que no salgan efluentes del lavado. En ese momento, deben abrirse todos los drenajes de puntos bajos para lavado con agua, incluyendo todos los drenajes de puntos bajos en los sistemas de purga y calor de purga de admisión, sistema de aire de atomización y gas combustible para garantizar que no haya entrado agua a dichos sistemas. Una vez confirmado que no sale agua de la unidad, puede llevarse a término el ciclo de secado enviando una señal de **STOP** (Parada) de turbina.

NOTA

En caso de cortarse un lavado con agua, la unidad no se reiniciará hasta que se haya completado todo el ciclo de aclarado y secado.

- w. Para finalizar el ciclo de secado del lavado con agua fuera de línea, seleccione el pulsador **OFF** de la pantalla de interfaz del panel de control de la turbina. Este paso concluirá el Lavado con agua fuera de línea.
3. Restauración
- a. Abra las válvulas de mano o desmonte las placas de aislamiento de los detectores de llamas, si procede.
 - b. Si procede, ponga el motor del compresor de aire de atomización fuera de la base en **AUTO**.
 - c. Ponga las válvulas manuales a sus posiciones anteriores en el orden enumerado:
 - El caudal a través de las válvulas de drenaje de la falsa puesta en marcha (VA17) debe desviarse desde el tanque de efluentes para lavado con agua hasta el tanque de lodos en las turbinas que funcionan con combustible líquido o tienen la capacidad de hacerlo (no aplicable para máquinas sólo a gas).

PRECAUCIÓN

Es importante que la línea que permite vaciar el combustible residual al tanque de lodos se mantenga abierta después del lavado con agua y durante la puesta en marcha y funcionamiento normales de la turbina, de modo que el combustible o agua que pueda acumularse en el pleno de escape pueda drenarse constantemente del pleno. La acumulación de gas residual en el pleno de escape es potencialmente peligrosa.

- Cierre la válvula de drenaje para lavado con agua del pleno de admisión en o cerca del fondo de dicho pleno.

NOTA

Este paso es importante para prevenir la entrada de suciedad, etc., al compresor.

- Cierre la(s) válvula(s) de drenaje para lavado con agua en el colector de drenaje para lavado con agua de la cámara de combustión así como la válvula de drenaje para lavado con agua en la cubierta de acceso.
- Abra la válvula de aislamiento en la línea de ventilación de gas del colector de drenaje de falsa puesta en marcha, si procede.

- Para máquinas sólo a gas, cierre las válvulas principales de drenaje para lavado con agua en la coraza y los drenajes del bastidor de escape de la turbina.
 - Abra la válvula instalada en las líneas AD-2 (MLI 0417) que suministran aire de descarga del compresor a las válvulas de drenaje de falsa puesta en marcha, si procede, y cierre el drenaje a favor de corriente.
 - Ponga el controlador para los motores de ventilador del bastidor de escape de la turbina, 88TK-1 y 88TK-2 en la posición “AUTO” manual (si se ha suministrado).
 - Cierre la válvula de drenaje para lavado con agua del pleno de escape en o cerca del fondo de dicho pleno.
- d. El sistema de aire de atomización (si se ha suministrado) ha de restaurarse al modo de puesta en marcha y funcionamiento normal de la siguiente forma:
- Cierre todos los drenajes de puntos bajos en las líneas de aire de atomización.
 - Abra la válvula de aislamiento en el lado de admisión del sistema de aire de atomización desde la línea AD-8.

PRECAUCIÓN

Es importantísimo que esta válvula esté abierta para evitar daños a la turbina.

- Cierre la válvula de drenaje del separador de aire de atomización, si se ha suministrado.
- Abra la válvula de aislamiento en el lado de admisión del sistema de purga de gas desde la línea PA3, si se ha suministrado.

PRECAUCIÓN

Es importantísimo que esta válvula esté abierta para evitar daños a la turbina.

- e. Los circuitos de aire de enfriamiento y sellado se vuelve a acoplar de la siguiente forma:
- Abra las válvulas de aislamiento manuales en las líneas AE-9 y AE-13.

PRECAUCIÓN

Es importantísimo que las válvulas de extracción de las etapas 9ª y 13ª estén abiertas antes de encender la unidad para evitar daños a la turbina.

- Cierre todos los drenajes de puntos bajos justo contra corriente de dichas válvulas de aislamiento en las líneas AE-9 y AE-13 (CA52 y CA53).
- Abra las válvulas en todas las líneas de suministro del transductor para medir presiones de descarga del compresor (AD-4).

PRECAUCIÓN

Es importantísimo que estas válvulas estén completamente abiertas para evitar daños a la turbina.

- Abra la válvula de aislamiento contra corriente de AD-6.

PRECAUCIÓN

En configuraciones donde AD-6 sirve para suministrar purga de gas, es importantísimo que esta válvula esté completamente abierta para evitar daños a la turbina.

- Cierre el drenaje de punto bajo (CA54) en el lado de admisión de AD-6.
- Abra las válvulas de aislamiento a la línea AD-1, 3 y si se han provisto, a las líneas AD-5, AD-7, AD-10, AD-11.
- Cierre la válvula en la línea de suministro de aire de sellado del cojinete AE-5 desde la extracción de aire (si se ha suministrado).

PRECAUCIÓN

Es importantísimo que esta válvula esté abierta para evitar daños a la turbina.

- f. El sistema de calentamiento de admisión (si se ha suministrado) ha de restaurarse al modo de puesta en marcha y funcionamiento normal de la siguiente forma:
- Abra la VM15-1 manualmente, o si se ha suministrado una válvula motorizada, cerciórese de que esté abierta.
 - Cierre el drenaje de punto bajo (CA20) en la tubería de interconexión.
 - Cierre todos los drenajes de puntos bajos abiertos durante el ciclo de secado.
 - Cierre todos los drenajes de puntos bajos en los sistemas de purga, aire de atomización y de calor de purga de admisión si se abrieron durante el ciclo de secado.

NOTA

Cuando se selecciona OFF-LINE WATER WASH OFF (Desactivar lavado con agua fuera de línea), se permite a la unidad encenderse y se retira el permiso para que la válvula VA16-1 se abra.

NOTA

En menos de 24 horas de haberse completado un lavado con agua fuera de línea y de restaurar la unidad a su configuración de encendido normal, debe hacerse funcionar la unidad en FSNL durante 5 minutos.

B. Lavado del compresor en línea

El objetivo de los lavados en línea es ampliar el periodo entre lavados fuera de línea por medio de frecuentes lavado de corta duración. Cuando se sospeche que el compresor está muy sucio, deberá efectuarse un lavado fuera de línea.

En el pasado, los lavados en línea podían acabar nebulizando las lentes del detector de llama, según el tipo de detector de llama, el modelo de turbina de gas y el sistema de combustión. Nuestra experiencia operativa ha demostrado que esto ya no es un problema con los sistemas de combustión DLN 2.0,2.0+ y 2.6. Se ha notado que el lavado en línea puede provocar unos niveles de emisiones inaceptables durante el ciclo de lavado.

Si se añade agua para el lavado aumentará la relación de compresión del compresor y se reducirá el margen de sobrecarga. En circunstancias normales, hay un amplio margen de sobrecarga que tiene en cuenta el lavado e inyección de agua o vapor para controlar los NOx o aumentar la potencia. No obstante, se recomiendan los siguientes pasos antes de llevar a cabo un lavado en línea.

1. Preparación

- a. La solución para lavado en línea debe cumplir los requisitos tanto de la Tabla 1 y como del Apéndice 1.

- b. La turbina debe estar funcionando a toda velocidad y no estar en proceso de apagado.
 - c. La temperatura de admisión del compresor, CTIM, debe superar los 50 °F (10 °C). Consulte TIL1153-3 para obtener más información sobre cómo afecta el tiempo frío al lavado en línea. No debe realizarse el lavado en línea mientras el calor de purga de admisión esté activo por cualquier razón. No fuerce la desactivación del calor de purga de admisión para satisfacer este requisito del lavado en línea.
 - d. Para unidades que funcionen con inyección de vapor o agua para controlar los NOx y aumentar la potencia, debe desactivarse dicha inyección de vapor o agua o reducirse como máximo a un 3% del caudal de admisión del compresor.
2. Procedimiento de lavado
- a. La unidad debe estar funcionando con carga base.
 - b. Una vez satisfechos los permisos, el operario debe seleccionar el pulsador **ON-LINE WATER WASH ON** (Activar lavado con agua en línea) (L83WWON_CPB). Debe descargarse la unidad (aproximadamente un 3%), ligeramente fuera de la carga base, transitando del control de temperatura al control de velocidad. Esto vedará a la unidad de alcanzar la “máxima carga” durante el ciclo de lavado.

NOTA

La selección de lavado en línea no está cerrada si no se cumplen los permisos en algún momento. Una vez aclarado el fallo o permiso, habrá que volver a seleccionar On-Line Water Wash On (Activar lavado con agua en línea).

- c. El controlador de la unidad abrirá entonces la válvula de admisión de lavado con agua en línea VA16-3 y enviará una señal a la bomba de lavado con agua en línea para que se ponga en marcha.
- d. Si se cumplen todos los permisos, se iniciará el ciclo de lavado con agua en línea y continuará durante 30 minutos aproximadamente.
- e. El operario puede suspender el lavado en línea en cualquier momento seleccionando **ON-LINE WATER WASH OFF** (Desactivar lavado con agua en línea) (L83WWOFF_CPB).
- f. Al final del ciclo, el lavado en línea se desactivará automáticamente.
- g. Al término del lavado en línea, el operario ha de seleccionar **BASE LOAD** (carga base) o algún otro objetivo de carga deseado para restablecer el servicio normal de la unidad.

C. Resultados del lavado

Después de la limpieza, debería de haber una considerable mejoría del rendimiento según las condiciones del sitio y los modelos de turbinas de gas. La mejoría en el rendimiento va en función de cómo de sucio estaba el compresor en un principio. Tras un lavado fuera de línea no es raro obtener un aumento de potencia en carga BASE del 10%. Esto puede confirmarse comparando los datos de rendimiento restaurado con los niveles de rendimiento antes del lavado, sirviéndose para ello del procedimiento que aparece en GEK 28166 para máquinas de accionamiento del generador y del procedimiento adecuado para otras aplicaciones tal y como se describió en Supervisión del rendimiento. Debe tenerse en cuenta que no siempre puede recuperarse toda la potencia tras un ensuciamiento significativo. Un lavado regular del compresor contribuirá a mantener el rendimiento. Deberán establecerse intervalos específicos en función del rendimiento del cliente.

TABLA 1 ESPECIFICACIÓN DE CALIDAD	
LAVADO FUERA DE LÍNEA (sólo para aplicaciones con agua o detergente y agua)	
TOTAL SÓLIDOS (disueltos y no disueltos)	100 ppm
TOTAL METAL ALCALINOS	25 ppm
OTROS METALES QUE PUEDEN FACILITAR	1,0 ppm
LA CORROSIÓN EN CALIENTE (esto es, plomo, vanadio)	
pH (determinado con electrodo de vidrio)	6,5 a 7,5
<i>Véase tabla A1 en Apéndice 1 para especificaciones químicas</i>	
LAVADO EN LÍNEA (para aplicaciones sólo con agua)	
TOTAL SÓLIDOS (disueltos y no disueltos)	5 ppm
TOTAL METALES ALCALINOS Y OTROS METALES QUE PUEDEN FACILITAR LA CORROSIÓN EN CALIENTE	0,5 ppm
pH (determinado con electrodo de vidrio)	6,5 a 7,5

TABLA 2 CONSUMO DE AGUA APROXIMADO DURANTE UN LAVADO DEL COMPRESOR FUERA DE LÍNEA		
Turbina de gas	Volumen total	Volumen de cinco impulsos de aclarado adicionales
MS7001FA+e	1650	250
MS9001FA+e	2400	300
<p>El volumen total representa el volumen mínimo de agua que puede emplearse durante un lavado completo del compresor fuera de línea. El volumen total variará en función de la decisión del operario de realizar o pasar por alto impulsos de aclarado adicionales después de la secuencia de aclarado.</p>		

APÉNDICE

ESPECIFICACIÓN DE DETERGENTES PARA LAVADO DEL COMPRESOR

I. ALCANCE

A. La presente especificación sirve para los compuestos de limpieza a utilizar en el lavado del compresor. Es necesario que estos compuestos no dañen los componentes de la turbina de gas. De esta forma, su pureza y composición debe ser tal que no provoque corrosión acuosa o tensocorrosión de los materiales del compresor. Asimismo, es necesario que tampoco causen corrosión en caliente en la turbina. Además, no deben provocar ensuciamiento del compresor. Respecto a los propios productos de limpieza, deben ser químicamente estables de forma intrínseca y en sus mezclas con el agua. Tampoco pueden formar mezclas combustibles y deben satisfacer todos los códigos locales relativos a requisitos sanitarios y de seguridad. El cumplimiento de esta especificación no implica que un compuesto mejore la limpieza de un compresor más de lo que se pueda conseguir con agua sola.

II. REQUISITOS

- A. Cuando se mezcle el compuesto de limpieza con agua con la concentración prescrita por el fabricante, el compuesto deberá satisfacer las especificaciones de calidad del agua para lavado con agua fuera de línea y en línea que aparecen en la Tabla 1. En su estado puro, deberá satisfacer la especificación proporcionada en la Tabla 1.
- B. El contenido de ceniza o residuo del compuesto de limpieza no deberá sobrepasar el 0,01%. Véase la prueba del apartado IV A.
- C. La estabilidad de almacenamiento del compuesto de limpieza no deberá mostrar cambio de color marcado, no deberá separar ni corroer o manchar la muestra de acero cuando se pruebe, tal y como se especifica en la prueba 4.5.16 de MIL-C-85704A. Esta prueba aparece en el apartado IV B.
- D. El limpiador y sus mezclas con agua no deberán formar depósitos pegajosos en situaciones con compresor.
- E. El punto de inflamación de Pensky-Martens del compuesto de limpieza deberá superar los 140 °F (60 °C) (ASTM D93).

III. COMPATIBILIDAD CON MATERIALES

- A. La utilización del compuesto de limpieza no deberá tener efectos negativos en los materiales del sistema del motor como los materiales del compresor o de la turbina.

IV. PRUEBAS

- A. Contenido de ceniza: preparación de las muestras de prueba

Deberá pesarse aproximadamente 10 g de compuesto de limpieza al 0,1 mg más próximo en un crisol de porcelana tarado. Se calentará el crisol a $221^{\circ} \pm 2^{\circ} \text{F}$ ($105^{\circ} \pm 1^{\circ} \text{C}$) durante 24 horas, luego se calentará a $464^{\circ} \pm 4^{\circ} \text{F}$ ($240^{\circ} \pm 2^{\circ} \text{C}$) durante las siguientes 24 horas. Después de esto, el crisol y su contenido deberán encenderse con cuidado en un quemador de gas de tipo Bunsen. A continuación, se colocará el crisol en un horno de mufla a 1.900°F (1.040°C) durante 2 horas. El crisol deberá trasladarse a un desecador, enfriarse y pesarse hasta mostrar un peso constante. Se calculará el contenido de ceniza como porcentaje del peso inicial del compuesto de limpieza.

- B. Estabilidad de almacenamiento acelerador (de MIL-C-85704A)

- 1. Preparación de la muestra de prueba

Deberá verterse una porción de 150 ml de un compuesto de limpieza bien agitado en cada una de las dos botellas de vidrio de 250 ml resistentes a la presión y químicamente limpias y que tendrán aproximadamente 9,5 pulgadas (24,1 cm) de altura y 2,5 pulgadas (6,4 cm) de diámetro exterior. Deberá taparse una botella y almacenarse en la oscuridad durante al menos seis días a temperatura ambiente. Deberá pulirse una tira de acero de 6 x 0,5 x 0,02 pulgadas (15,2 x 1,3 x 0,05 cm) conforme a MIL-S-7952 para remover la contaminación de la superficie y limpiar a continuación hirviendo durante un minuto en alcohol isopropílico químicamente puro y un minuto en alcoholes minerales. La tira de acero deberá colocarse en otra botella de ensayo que deberá taparse. La botella tapada que contenga la tira de acero deberá agitarse intensamente durante un minuto.

2. Procedimiento

La botella tapada que contenga la tira de acero deberá colocarse en una bañera de agua y calentarse a una temperatura uniforme de $140^{\circ} \pm 4^{\circ}\text{F}$ ($60^{\circ} \pm 2^{\circ}\text{C}$) durante cinco horas. Deberá mantenerse a esta temperatura durante tres horas. No deberá aplicarse calor a la bañera durante la noche. El procedimiento anterior de calentamiento deberá repetirse a diario durante cinco días. (Esta prueba no tiene que ser atendida necesariamente si se deja un tiempo de intervalo para regular la temperatura automáticamente. La prueba puede iniciarse en miércoles, jueves o viernes y todavía remover la botella de presión en un día laboral normal). En la mañana del sexto día, deberá retirarse la botella de la bañera, destaparse, examinar si hay separación y sacar con cuidado la tira de acero del compuesto de limpieza. La separación en capas será motivo de desestimación. La parte de la tira de acero que haya sido sumergida en el compuesto deberá examinarse en busca de evidencias de picaduras, corrosión y oscurecimiento desigual. La botella abierta deberá taparse y se agitarán las dos botellas intensamente durante un minuto, dejando a continuación que reposen durante una hora a temperatura ambiente para luego examinarla. Cualquier cambio marcado en el color y uniformidad de la muestra envejecida deberá considerarse como indicios de propiedades de estabilidad insatisfactoria.

TABLA A1
CONTENIDO QUÍMICO DEL DETERGENTE PARA LAVAR

Total metales alcalinos	25 ppm máx.
Magnesio + Calcio	5 ppm máx.
Vanadio	0,1 ppm máx.
Plomo	0,1 ppm máx.
Estaño + cobre	10 ppm máx.
Azufre	50 ppm máx.
Cloro	40 ppm máx.

ESTA PAGINA SE DEJA INTENCIONADAMENTE EN BLANCO



GEK 28166SPA
Revisado en enero de 1997

GE Power Systems

Turbina a gas

Procedimiento de prueba de la prestación en el terreno

Estas instrucciones no pretenden cubrir todos los detalles o variaciones de los equipos ni prever cada posible contingencia que se pueda encontrar en relación con la instalación, operación o mantenimiento. Si se desea más información o si surgen problemas particulares que no se han tratado a cabalidad a los efectos del comprador, el asunto se debe remitir a la Compañía GE.

© 1997 GENERAL ELECTRIC COMPANY

INDICE

I. GENERALIDADES3

II. FINALIDAD DE LA PRUEBA3

III. PROCEDIMIENTO DE LA PRUEBA3

 A. Consumo de combustible4

IV. EVALUACION6

V. CONCLUSION6

DATOS DE PRESTACION DE LA TURBINA A GAS7-11

FIGURA

Figura 1. Instrumentos para medir el flujo de gas5

I. GENERALIDADES

Esta instrucción especifica los métodos y equipos que se deben usar durante las pruebas de la prestación en el terreno de turbinas a gas reforzadas utilizando los instrumentos de la estación. Se aplica solamente a plantas de energía de generador de turbina.

II. FINALIDAD DE LA PRUEBA

La principal finalidad de la prueba debe ser medir el rendimiento de la turbina y del generador y el consumo de calor combustible en una o más condiciones de carga.

Se deben registrar suficientes datos de soporte para permitir corregir la prestación “como está probado” en condiciones estándares, de forma que se pueda realizar una comparación precisa entre la capacidad de la máquina de base y el nivel de calor en condiciones específicas.

Se deben utilizar las hojas de datos anexas para registrar los datos de la prueba. Están diseñadas para suministrar la información requerida a fin de evaluar la prestación aerodinámica en la turbina a gas solamente. Cualesquiera otros datos operacionales se deben tomar por separado para evitar interferencias con el calendario requerido para la prueba de prestación.

III. PROCEDIMIENTO DE PRUEBA

Estos procedimientos de prueba se ha realizado según los modelos especificados y descritos por la Prueba de Potencia de Ingeniería Mecánica de la Sociedad Norteamericana con el Código PTC-22-1966 “Plantas de energía de turbina a gas,” con las siguientes adiciones y/o excepciones. Las cifras entre paréntesis se refieren a los párrafos importantes en el código. La experiencia pasada ha demostrado que para efectuar la prueba se requieren un operador de turbina y cuatro (4) asistentes de prueba. Por máquina usualmente se requieren un día para el ajuste y un día para la prueba.

Un punto de prueba se compone de cuatro lecturas de cuatro juegos de lecturas de instrumentos tomados a intervalos de 10 minutos en un lapso de tiempo de 30 minutos después de que se hayan establecido las condiciones de estado listo (3.12).

La máquina se considerará que se encuentra en estado listo cuando las temperaturas del espacio de rueda de la turbina no cambien más de 5°F (2,77°C) en 15 minutos antes del punto de prueba.

Experiencias anteriores han demostrado que los puntos de prueba para las turbinas a gas que cubren un tiempo de más de media hora pueden experimentar cambios en la temperatura del aire de entrada, lo que cambia las características operacionales de la planta de energía y hace que la prueba sea menos exacta.

Puede que no se requieran medidas de velocidad cuando la unidad accionadora de generador de eje sencillo está conectada a un gran sistema de potencia. Cuando el sistema de potencia es pequeño o cuando se producen variaciones de frecuencia de más de 0,5%, la velocidad de la turbina (o su frecuencia) se deben medir con un taquímetro electrónico o con un equipo equivalente.

El rendimiento promedio del generador se debe medir con un vatímetro hora polifásico (4.24).

La carga se debe calcular por un conteo cuidadoso del tiempo, con un cronómetro o un equipo equivalente, con un número fijo de revoluciones de disco durante a lo largo del punto de prueba, el promedio de estos tiempos y el cálculo del promedio de rendimiento de potencia resultante aplicando el factor apropiado ($P_{ri} K_h$) estampado en la superficie del aparato de medida.

$$\text{Rendimiento de potencia} = \frac{n \text{ revoluciones}}{\text{Seg. para } n \text{ rev.}} \times P_{ri} K_h \times (3,600/1,000)$$

Donde:

$$\text{Pri } K_h = \text{PTR} \times \text{CTR} \times \text{metro } K$$

PTR = Relación Transformador Instrumento de Potencia

CTR = Relación Transformador Instrumento de Corriente

De forma ideal, el número total de revoluciones de disco se debe contar durante todo el punto de prueba. Sin embargo, esto es una tarea tediosa y aburrida. En vez de ello, se debe realizar un conteo de 20 revoluciones continuamente a lo largo del punto, cuya única interrupción es el registro del tiempo transcurrido para cada grupo de revoluciones.

La temperatura de evacuación de la turbina a gas se medirá con los termopares de control de la unidad montados en el plenum de evacuación (4.56).

Resulta esencial que el sistema indicador de temperatura se ajuste y calibre en el lugar con una fuente de milivoltio conocida antes de efectuar la prueba, con el objetivo de obtener un informe de datos confiable. Si más del 25% de los termopares de control no son operativos, no se deberá realizar la prueba de prestación.

Cuando se utilizan manómetros líquido en vidrio, se permitirán orificios menores a 5/16 pulgadas (0,079 cm) (4.59).

La presión barométrica en el sitio de la turbina a gas se deberá medir con un barómetro de mercurio o barómetro anerode. Se requiere una exactitud de lectura mínima de 0,01 pulgada (0,03 cm) de la columna de mercurio (4.65).

Como se expresa en el párrafo 5.33 del código, la humedad relativa del aire de entrada tiene efectos despreciables sobre el rendimiento de potencia y el consumo técnico. Por lo tanto, se ignorará al evaluar la prestación.

A. Consumo de combustible

Para unidades diseñadas para quemar más de un tipo de combustible, generalmente se debe preferir el combustible líquido que ofrece una mayor exactitud de la prueba, así como, por lo tanto, su repetibilidad. Si existe una selección de combustibles líquidos, los combustibles más ligeros producen resultados más exactos en la prueba.

1. Combustible líquido

El flujo de combustible líquido se debe medir mediante un aparato de medida de desplazamiento positivo que ha sido calibrado. Se debe registrar el combustible total consumido durante la prueba de 30 minutos exactos, medición que se debe realizar con un cronómetro. También se debe medir en el aparato de medida la temperatura del combustible.

Durante la prueba se debe tomar una muestra del combustible consumido para medir en el laboratorio el valor término superior (HHV) y la gravedad específica. El valor térmico inferior (LHV) se determinará por el método especificado en el párrafo 4.45 del PTC 22-1966.

Si el combustible se extrae de un gran depósito de almacenamiento, bastará una muestra única para varios puntos de prueba; sin embargo, si se sospecha que existan variaciones en las características del combustible, se deberá tomar una prueba de combustible para cada punto de prueba. Para las mediciones de HHV y de gravedad específica, son suficientes muestras de combustible de una pinta.

El consumo calorífico se calculará utilizando:

$$\begin{aligned} \text{Consumo calorífico (Btu/hr)} = & \text{ gal/min} \times 8,33 \text{ lb/gal (H}_2\text{O)} \\ & \times \text{ Gravedad específica (fuel oil) a temperatura de} \\ & \text{ medición.} \\ & \times \text{ Valor calorífico * Btu/lb} \times 60 \text{ min/hr.} \end{aligned}$$

2. Combustible gas

El combustible gas se debe medir con una placa plana con orificio, instalada de conformidad con las normas ASME o AGA. Ver Figura 1. La presión dirección arriba se debe medir con un indicador de prueba de precisión, la caída de presión con un manómetro y la temperatura del gas con un termómetro o termopar.

Durante la prueba se debe tomar una muestra de gas del sistema de combustible para medir en el laboratorio el valor calorífico superior y la gravedad específica. Se deberá utilizar una relación (HHV/LHV) de 1.11 para calcular el valor calorífico inferior.

El cálculo del flujo de gas se realiza de conformidad con las normas ASME o AGA, como se describe en ASME PTC 19.5; 4-1959 o en el Informe AGA #3.

La temperatura de aire del entrada se medirá al menos con dos termómetros o termopares instalados en el pleno de entrada cerca de la entrada de compresor de la turbina a gas. La temperatura del aire de entrada del compresor se debe medir con una exactitud de $\pm 1,0^{\circ}\text{F}$ (5°C) (4.55).

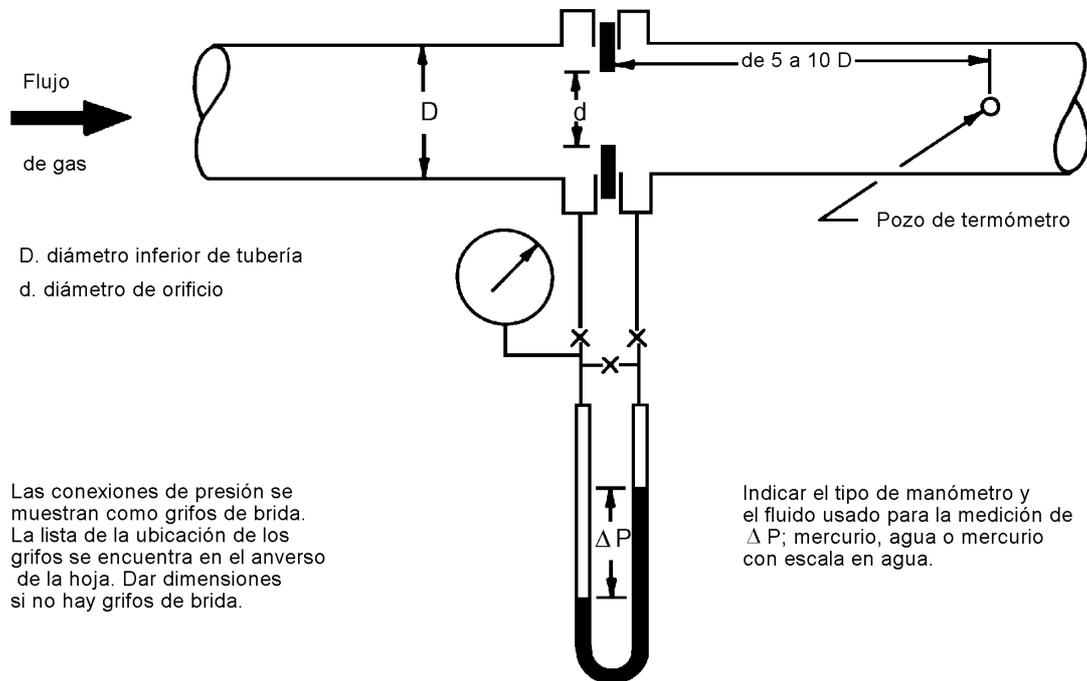


Figura 1. Instrumentos para medir el flujo de gas

*Use el HHV o LHV como se especifica por régimen.

Si se utiliza un equipo de recuperación de pérdida calorífica, se debe medir la presión estática de evacuación de turbina en o cerca de la brida de turbina a gas usando al menos cuatro sondas de presión estática tipo disco.

Cuando las pruebas se realizan en modo “Base” y “Pico”, se debe ajustar el sistema de control de la turbina a gas para funcionar a la temperatura de evacuación de turbina a gas promedio correcta para las condiciones de prueba, como está definido por la curva de control apropiada.

IV. EVALUACION

Los resultados de la prueba se basan en los datos promedios tomados durante la prueba. Los resultados promediados se corrigen en relación con las condiciones usando las curvas de corrección apropiadas para la instalación. La prestación, como se indica por determinación del régimen de calor basándose en los resultados, se define por la fórmula:

$$\text{Régimen de calor} = \frac{\text{Consumo de calor}}{\text{Rendimiento de potencia}}$$

Cuando se requiere tomar decisiones basándose en los resultados de la prueba, se debe reconocer la tolerancia debida a las inexactitudes de medida asociadas con cada resultado particular de prueba.

Las tolerancias de la prueba se definen como dos veces la desviación estándar estimada (2Σ) computada a partir de las tolerancias asociadas con cada parámetro de prueba medido y la influencia de dicho parámetro sobre el cálculo de los resultados de prueba corregidos.

Los resultados de las tolerancias de prestación de la prueba con instrumentos de la estación de una unidad sencilla, cuando se realizan como se describe en este documento, son:

Rendimiento de potencia: $\pm 3,01\%$

Consumo específico de calor (combustible fuel oil): $\pm 2,09\%$

Consumo específico de calor (combustible gas): $\pm 2,32\%$

V. CONCLUSION

Este procedimiento se puede usar para la medición periódica de la prestación de la unidad para establecer las tendencias y para determinar la efectividad de la limpieza del compresor. Estos datos se deben conservar como referencia histórica.

DATOS DE PRESTACION DE LA TURBINA A GAS

CLIENTE _____
 ESTACION _____

ID Unidad _____	Fecha _____
Turbina a gas N° de serie _____	Modo operacional _____
Generador N° de serie _____	Página de datos _____
Horas de encendido _____	Número de prueba _____
Arranques de encendido _____	

Número de lectura	1	2	3	4
Comienzo del tiempo de lectura	_____	_____	_____	_____

Condición ambiente

Temperatura de entrada al compresor en °F	_____	_____	_____	_____
	_____	_____	_____	_____
	_____	_____	_____	_____
	_____	_____	_____	_____
	_____	_____	_____	_____

Presión barométrica				
Pulgadas de mercurio	_____	_____	_____	_____

Descarga compresor				
PSIG (libras por pulgada cuadrada sobre la presión atmosférica)				
Indicador de unidad	_____	_____	_____	_____
Indicador de precisión	_____	_____	_____	_____

Medición de fuel oil*

Lectura métrica de combustible – Galón	_____	_____	_____	_____
Tiempo transcurrido – Minutos	_____	_____	_____	_____
Temperatura del combustible °F	_____	_____	_____	_____
Tipo de equipo de medición de combustible y N° de serie	_____			

Aceite de lubricación

Temperatura del colector de turbina en °F.	_____	_____	_____	_____
Temperatura del depósito de aceite de lubricación en °F	_____	_____	_____	_____

Registrado por _____

* Para combustible de gas utilice los datos suministrados en consumo de combustible

DATOS DE PRESTACION TURBINA A GAS

CLIENTE _____
 ESTACION _____

ID Unidad _____
 Turbina a gas N° de serie _____
 Generador N° de serie _____

Fecha _____
 Modo operacional _____
 Página de datos _____
 Número de prueba _____

Número de lectura	1	2	3	4
Comienzo del tiempo de lectura	_____	_____	_____	_____
<u>Temperatura de espacio de ruedas en °F</u>				
Descarga del compresor izquierdo	_____	_____	_____	_____
Descarga del compresor derecho	_____	_____	_____	_____
1ra etapa delante	_____	_____	_____	_____
1ra etapa delante	_____	_____	_____	_____
1ra etapa detrás	_____	_____	_____	_____
1ra etapa detrás	_____	_____	_____	_____
2da etapa delante	_____	_____	_____	_____
2da etapa delante	_____	_____	_____	_____
2da etapa detrás	_____	_____	_____	_____
2da etapa detrás	_____	_____	_____	_____
3ra etapa delante	_____	_____	_____	_____
3ra etapa delante	_____	_____	_____	_____
3ra etapa detrás	_____	_____	_____	_____
3ra etapa detrás	_____	_____	_____	_____
Temperaturas de evacuación - Control T/C °F				
1.	_____	_____	_____	_____
2.	_____	_____	_____	_____
3.	_____	_____	_____	_____
4.	_____	_____	_____	_____
5.	_____	_____	_____	_____
6.	_____	_____	_____	_____
7.	_____	_____	_____	_____
8.	_____	_____	_____	_____
9.	_____	_____	_____	_____
10.	_____	_____	_____	_____
11.	_____	_____	_____	_____
12.	_____	_____	_____	_____
Promedio				
eléctrico de evacuación	_____	_____	_____	_____
Calculado	_____	_____	_____	_____

Registrado por _____

DATOS DE PRESTACION TURBINA A GAS

CLIENTE _____
 ESTACION _____

ID Unidad _____	Fecha _____
Turbina a gas N° de serie _____	Modo operacional _____
Generador N° de serie _____	Página de datos _____
	Número de prueba _____

Número de lectura	1	2	3	4
Comienzo del tiempo de lectura	_____	_____	_____	_____

Cuadro panel de turbina

Punto de consigna	_____	_____	_____	_____
VCE	_____	_____	_____	_____

Cuadro panel generador

Megavatios	_____	_____	_____	_____
------------	-------	-------	-------	-------

Registro de tiempo VHM en Pág. 10

VHM (seg/20 rev)	_____	_____	_____	_____
Megavars	_____	_____	_____	_____
Voltaje generador, KV	_____	_____	_____	_____
Fase 1-2	_____	_____	_____	_____
Fase 2-3	_____	_____	_____	_____
Fase 3-1	_____	_____	_____	_____
Amperios Generador, KA	_____	_____	_____	_____
Fase 1	_____	_____	_____	_____
Fase 2	_____	_____	_____	_____
Fase 3	_____	_____	_____	_____
Voltaje de excitación	_____	_____	_____	_____
Amperios de excitación	_____	_____	_____	_____
Frecuencia, Hertz	_____	_____	_____	_____

Registrado por _____

DATOS DE PRESTACION TURBINA A GAS

CLIENTE _____
ESTACION _____

ID Unidad _____
Turbina a gas N° de serie _____
Generador N° de serie _____

Fecha _____
Modo operacional _____
Página de datos _____
Número de prueba _____

Medición de potencia (continuación)

VHM (seg/20 rev)

Comienzo de la prueba _____
Fin de la prueba _____

Repetidamente el tiempo de 20 revoluciones del disco de medición hora vatio
Durante todo el periodo de prueba

Factor Pri K_h _____

- 1) _____ 2) _____ 3) _____ 4) _____
- 5) _____ 6) _____ 7) _____ 8) _____

VHM auxiliar (seg/rev)

- 1) _____ 2) _____ 3) _____ 4) _____

Factor Pri K_h _____

Comentario/Cálculos

Registrado por _____

DATOS DE PRESTACION TURBINA A GAS

CLIENTE _____
ESTACION _____

ID Unidad _____ Fecha _____
Turbina a gas N° de serie _____ Modo operacional _____
Generador N° de serie _____ Número de prueba _____
Página de datos _____

Flujo de gas combustible (registrar los datos cada 2 minutos)

<u>Tiempo</u>	<u>Presión</u>	<u>ΔP</u>	<u>Tiempo</u>
_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____

Tamaño de la tubería _____ Ubicación del grifo de presión _____
Tamaño del orificio _____ Presión medida dirección
arriba o dirección abajo del orificio _____
Valor térmico de combustible _____
Gravedad específica _____

* Ver Figura 1, Instrumentos para medir el flujo de gas
Registrado por _____

Fecha de edición 11/77
Reedición 1/93



GE Power Systems

*General Electric Company
One River Road, Schenectady, NY 12345
518 • 385 • 2211 TX: 145354*

Tab 12



Sistema de Álabes Guia de Entrada Variables

I GENERALIDADES

Los alabes de guia de entrada variables del compresor (Variable Inlet Guide Vanes – VIGV) están instalados en la turbina para proporcionar protección de pulsación al compresor durante el arranque y el paro y también para usarse durante el funcionamiento bajo condiciones de carga parcial. El accionador del Blabe de guia de entrada variable es un ensamblaje accionado hidráulicamente que tiene un circuito cerrado de control de realimentación para controlar el ángulo de los álabes de guia. Los alabes se posicionan automáticamente dentro del rango de operación en respuesta a los límites de temperatura del escape del sistema de control para funcionamiento de carga normal o bien a los límites de protección de pulsación del sistema de control durante las secuencias de arranque y el paro. En unidades DLN el ángulo del IGV se modula para controlar el flujo de aire hacia las cámaras de combustión para modos de operación DLN.

II ACCIONAMIENTO DEL ÁLABE GUÍA

El sistema que acciona el Blabe de guia de entrada modulada incluye lo siguiente: servoválvula 90TV, detectores de posición (LVDT) 96TV-1 y 96TV 2 y una válvula de descarga hidráulica VH3. Estos se muestran en los diagramas esquemáticos del aceite de disparo y los IGVs del Volumen III. Cuando se activa la válvula solenoide de descarga de álabe de guia de entrada 20TV, que está en el circuito de aceite de disparo, sus puertos de drenaje se bloquean permitiendo que el aceite de disparo haga funcionar la válvula de descarga VH3. La acción de la válvula de descarga permite que el aceite hidráulico fluya a través de la servoválvula 90TV. El control de la 90TV cargará el aceite hidráulico a través de la válvula de descarga para hacer funcionar el actuador del álabe de guia de entrada variable.

Para la parada normal, el Blabe de guia de entrada actúa al inverso de la secuencia de arranque: las válvulas de sangrado del compresor se abrirán cuando el interruptor del generador se abra. Los álabes de guia de entrada saltarán a la posición cerrada total como en función de la velocidad corregida de temperatura.

En el caso del disparo de la turbina, las válvulas de sangrado del compresor se abrirán y los alabes de guia de entrada se elevarán a la posición cerrada, en función de la velocidad corregida por temperatura.

III CONTROL DE PROTECCIÓN DE PULSACIÓN

Los alabes de guia de entrada se posicionan automáticamente durante la secuencia de arranque y paro, para evitar pulsación del compresor de la turbina a gas. El límite de pulsación se expresa como una función del ángulo del IGV y la velocidad corregida expresada por la línea quebrada de la Figura 1. La velocidad corregida es un parámetro del diseño del compresor que es una función de la velocidad real de funcionamiento del compresor y de la temperatura del aire de admisión. El sistema de control utiliza variables medidas de la velocidad de la turbina y temperatura ambiente, para determinar el ángulo del IGV y modularlo automáticamente en esa posición.

IV. CONTROL DE TEMPERATURA DE ESCAPE

Para las aplicaciones como el ciclo regenerativo, o en donde hay un generador de vapor (caldera) en el escape de la turbina de gas, es deseable maximizar la temperatura del escape. El programa de control para esas turbinas incluye el control de temperatura de escape, que mantiene automáticamente al IGV en el ángulo mínimo durante las operaciones de carga parcial. Un interruptor está instalado que permite que el operador seleccione este modo de operación.

V. FUNCIONAMIENTO

Durante el arranque normal, los álabes guía de entrada se mantienen en posición totalmente cerrada (para ajuste, ver Especificaciones de Control en este manual de servicio), hasta que se alcance la velocidad corregida por temperatura. En este momento, los álabes guía comenzarán a abrirse. La Figura 1 muestra una representación gráfica de esto. Las válvulas de sangrado del compresor, que deben funcionar junto con los VIGVs para mantener el margen de los impulsos de compresor durante el arranque, se cerrarán cuando se cierre el interruptor del generador.

Cuando no está activado el modo de control de temperatura de los VIGVs, los álabes guía se mantienen en el ángulo mínimo de velocidad total, hasta alcanzar la temperatura de escape del ciclo simple de los VIGVs. Esta temperatura es la constante CSKGVSSR. Conforme se eleva la temperatura del escape, el valor calculado como producto de la constante CSKGVTPG multiplicado por la diferencia entre la temperatura de escape real, TTXM y CSKGVSSR se suma al ángulo mínimo, causando que los VIGVs se abran hasta que alcancen el ángulo máximo. Esto establece una carga mínima que la unidad debe alcanzar antes de permitir que los VIGVs se abran. Esto es necesario para evitar la resonancia de la combustión, y no debe cambiarse.

Para las aplicaciones que requieren de funcionamiento de control de la temperatura de escape de carga parcial, los álabes guía se cambian a "Control de temp del IGV Encendido" con un interruptor suave. En esta modalidad, los VIGVs permanecen en la posición mínima de funcionamiento total, hasta que se alcance el límite de la temperatura base del escape. En este punto, comienzan a abrirse para mantener la temperatura de escape en su límite, hasta que se abren por completo cuando el control de la temperatura de escape se revierte a la modulación de combustible. Para evitar que el control del combustible y del los IGVs traten de funcionar simultáneamente, se agrega una polarización de control de combustible, con el fin de mantener el conducto del combustible ligeramente más arriba que el conducto del los VIGVs. Esta polarización es el producto de la constante CSKGVVBG, multiplicado por la diferencia entre el ángulo máximo del VIGV (constante CSKGVMAX) y la referencia de VIGV, CSRGV. Esta polarización se convierte a cero cuando los VIGVs están completamente abiertos, y el control de la temperatura del combustible controla.

El operador puede activar o desactivar la modalidad de control de temperatura de los VIGV en cualquier momento, a través de los interruptores suaves del tablero. El sistema de control volverá a reprogramar automáticamente a los VIGVs a la posición correcta a un régimen controlado. Se suministran interruptores suaves manuales de abrir/cerrar, para permitir al operador que posicione, manualmente, a los VIGVs entre el ángulo de velocidad total mínimo y abierto total. Este control se debe usar solamente bajo circunstancias especiales, para limitar el recorrido (cantidad abierta). El control manual se limita a controlar un ángulo sólo cuando el sistema de control automático solicita un ángulo menor. En funcionamiento normal, el control manual se pone en abierto total. Para las aplicaciones que requieren el calentamiento de la turbina a vapor, el operador puede elegir una temperatura de escape, y los IGVs se modularán lograr el punto de ajuste. Refiérase al programa de secuencia de control, para una representación detallada del software de los VIGVs.

VI. PROTECCIÓN CONTRA FALLAS

El sistema de protección de álabes guía disparará la válvula solenoide 20TV, iniciará un paro rápido y anunciará si existe presión baja en el abastecimiento hidráulico, o si la realimentación del LVDT es diferente al del mando, o si se indica un problema en la posición del los IGVs. Si el sistema de álabes guía de entrada se dispara bajo alguna de las condiciones anteriores, la secuencia lógica de SPEEDTRONIC genera una señal

que se usa en el circuito de verificación de arranque, para prevenir que la turbina intente de arrancar nuevamente antes de haber eliminado la causa del disparo.

La señal de falla primaria del IGV se genera por el algoritmo L86GVT, “IGV no sigue a CSRGV”. Este algoritmo compara la diferencia entre la realimentación de la posición del VIGV, CSGV y la señal de referencia CSRGV, para generar la señal de alarma L86GVA, si el IGV no sigue la referencia dentro del valor de LK86GVA 1, dado en las Ajustes de Especificaciones de Control. La señal de alarma se anuncia, si la diferencia persiste por el tiempo LK86GVA2, especificado en las Ajustes de Especificaciones de Control. Durante el funcionamiento de velocidad parcial se genera una señal de disparo L86GVT si la realimentación de la posición del VIGV, CSGV, no concuerda con las Ajustes de Especificaciones de Control. La señal de disparo L86GVT desactivará la 20TV, disparará la turbina y anunciará una alarma. Durante el funcionamiento de velocidad total, la lógica de disparo L4GVTX anunciará una alarma y disparará la turbina si el la realimentación de VIGV, CSGV, cae por debajo del valor mínimo permisible de velocidad total LK4IGVTX.

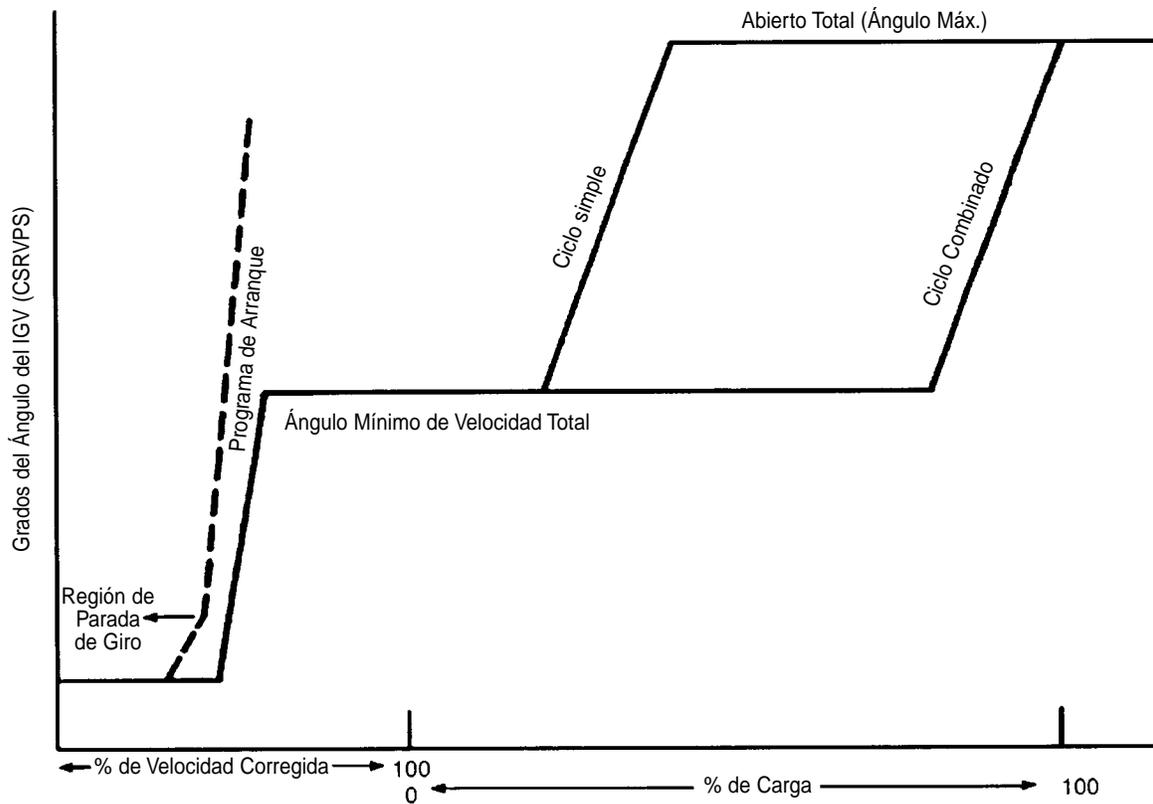
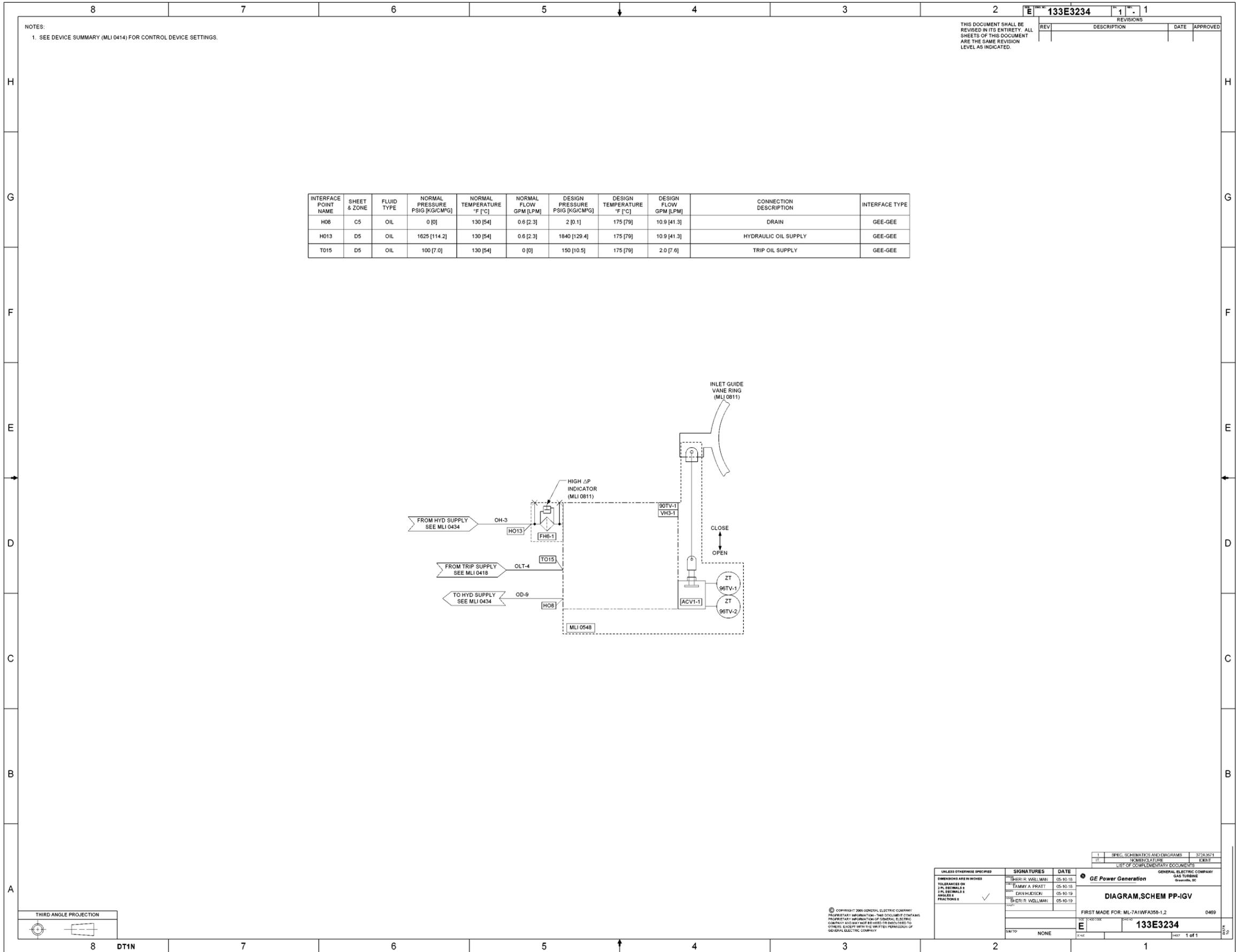


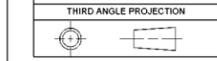
Figura 1. Ángulo del IGV contra la Velocidad Corregida y la Carga



NOTES:
1. SEE DEVICE SUMMARY (MLI 0414) FOR CONTROL DEVICE SETTINGS.

REV		DESCRIPTION		DATE	APPROVED
1					

INTERFACE POINT NAME	SHEET & ZONE	FLUID TYPE	NORMAL PRESSURE PSIG [KG/CM ² G]	NORMAL TEMPERATURE °F [°C]	NORMAL FLOW GPM [LPM]	DESIGN PRESSURE PSIG [KG/CM ² G]	DESIGN TEMPERATURE °F [°C]	DESIGN FLOW GPM [LPM]	CONNECTION DESCRIPTION	INTERFACE TYPE
H08	C5	OIL	0 [0]	130 [54]	0.6 [2.3]	2 [0.1]	175 [79]	10.9 [41.3]	DRAIN	GEE-GEE
H013	D5	OIL	1625 [114.2]	130 [54]	0.6 [2.3]	1840 [129.4]	175 [79]	10.9 [41.3]	HYDRAULIC OIL SUPPLY	GEE-GEE
T015	D5	OIL	100 [7.0]	130 [54]	0 [0]	150 [10.5]	175 [79]	2.0 [7.6]	TRIP OIL SUPPLY	GEE-GEE



UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE	GE Power Generation
OVERSIZES ARE IN INCHES	SHERI R. WELLMAN	05-10-19	GE Power Generation GAS TURBINE Greenville, SC DIAGRAM, SCHEM PP-IGV FIRST MADE FOR: ML-7A1WF358-1.2 0499
TOLERANCES ON DIMENSIONS	JAMMY A. PRATT	05-10-19	
ANGLES	DAN HUDSON	05-10-19	
FRACTIONS	SHERI R. WELLMAN	05-10-19	
SCALE	NONE		SHEET 1 of 1 133E3234

© COPYRIGHT 2006 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION: THIS DOCUMENT CONTAINS
 PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC
 COMPANY AND MAY NOT BE USED OR REPRODUCED BY
 OTHERS EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF
 GENERAL ELECTRIC COMPANY

Tab 13

GEK 111213
Agosto de 2006

GE Energy

Sistema de calefacción y ventilación

Para una unidad exterior de clase F, sólo de gas

Estas instrucciones no tienen como objeto abarcar todos los detalles o variaciones en el equipo ni tampoco proporcionar soluciones para todas las posibles contingencias asociadas a la instalación, funcionamiento o mantenimiento del aparato. En caso de que se necesite más información o que se produzcan problemas concretos que no estén lo suficientemente explicados para los fines del comprador, deberán dirigirse las consultas a GE Company.

© 2006 General Electric Company

I. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este documento es válido para una turbina de gas de clase F que utiliza un sistema de calefacción y ventilación.

II. GENERAL

Se han incorporado funciones de ventilación y calefacción en el compartimiento de la turbina, el área de combustible de gas del compartimiento de accesorios, el área de aceite hidráulico y de aceite lubricante del compartimiento de accesorios y el compartimiento del eje de carga. Cada compartimiento está fabricado con paneles laterales y techos aislados térmicamente. Los compartimientos se ventilan como se muestra en el diagrama esquemático de la sección Dibujos de referencia de este manual de servicio.

Como se muestra en los esquemas de referencia, en el sistema se utilizan amortiguadores de entrada operados por gravedad y amortiguadores de salida de CO₂ con enganches para proporcionar automáticamente un alojamiento estanco cuando se activa el sistema de protección contra incendios. Normalmente, los amortiguadores de salida de CO₂ con enganches se mantienen abiertos mediante enganches accionados por la presión del agente extintor que se deben restablecer manualmente después de liberar el amortiguador. Cuando se descarga el agente, la presión en el enganche empuja un pistón contra un muelle, con lo que se desplaza una palanca de bloqueo que libera el enganche, lo que permite que el amortiguador se cierre.

NOTA

Es vital que todas las puertas de acceso del compartimiento de la turbina permanezcan cerradas durante el funcionamiento del sistema de ventilación del compartimiento. El funcionamiento del sistema de ventilación del compartimiento con una puerta de acceso abierta podría afectar a la eficacia del sistema de ventilación y afectar de forma negativa a los sistemas de seguridad, como el sistema de detección de gas peligroso y los sistemas de protección contra incendio de CO₂.

III. DESCRIPCIÓN FUNCIONAL

A. Compartimiento de accesorios

El compartimiento de accesorios está dividido en dos áreas: el área del módulo de combustible de gas y el área de aceite hidráulico y lubricante. Una barrera estanca al gas separa las dos áreas.

El ventilador del compartimiento de la turbina ventila el área del módulo de combustible de gas. El aire de refrigeración para esta área se obtiene mediante las aperturas de ventilación que se encuentran en cada uno de los paneles laterales del compartimiento. Esas aperturas cuentan con amortiguadores accionados por gravedad que cierran el área cuando se apaga el ventilador del compartimiento de la turbina. El ventilador del compartimiento de la turbina que se encuentra en el techo del compartimiento de la turbina comienza el movimiento del aire del módulo de combustible de gas del compartimiento de accesorios. El aire se obtiene del área del módulo de combustible de gas mediante una apertura hacia el compartimiento de la turbina, donde se une con el aire de ventilación del compartimiento de la turbina para su eliminación.

Se proporciona el calefactor 23VS-3 para el control de la humedad en el área del módulo de combustible de gas del compartimiento de accesorios cuando la unidad no está en funcionamiento. El calefactor se activa cuando la temperatura cae por debajo de la configuración de la pila termoelectrónica, AT-VS-1/2.

Como se ha indicado anteriormente, una barrera estanca al gas separa el área del módulo de combustible de gas del área de aceite hidráulico y lubricante del compartimiento de accesorios. El

área de aceite hidráulico y lubricante del compartimiento de accesorios se ventila mediante ventiladores a presión accionados por un motor CA 88BL-1 (y también el motor 88BL-2, si se opera en una configuración de inicio/retardo). El sistema del ventilador a presión asegura que en caso de una fuga en la barrera estanca al gas, el flujo de aire se dirigirá del área de aceite hidráulico y lubricante al área del módulo de combustible de gas.

El ventilador a presión 88BL-1 (y también el 88BL-2, si se opera en una configuración de inicio/retardo) está instalado en la parte superior del área de aceite hidráulico y lubricante del compartimiento de accesorios. El aire exterior se aspira mediante un amortiguador de explosión de flujo de aire en retroceso accionado por gravedad en el ventilador activo (lado de la aspiración) antes de acceder al compartimiento. El calor del compartimiento se transfiere al aire de ventilación a medida que circula por el compartimiento. A continuación, el aire de ventilación calentado sale del compartimiento mediante un amortiguador combinado de explosión de flujo de aire en retroceso y de descarga de CO₂ ubicado en el techo del compartimiento. El amortiguador de descarga se mantiene en la posición normal de apertura mediante un enganche accionado por el agente extintor cuando el sistema de protección contra incendios se activa. Para sellar el compartimiento de accesorios en caso de activación del CO₂ y para minimizar la fuga de CO₂, también se cierran automáticamente el ventilador y el funcionamiento del amortiguador de explosión de flujo de aire en retroceso en el ventilador a presión.

Durante el funcionamiento normal, el ventilador a presión (ventilador de inicio, si se opera en una configuración de inicio/retardo) arranca automáticamente cuando las bombas de aceite lubricante están funcionando y seguirán funcionando cuando la unidad se activa. (Si se activan los ventiladores en una configuración de inicio/retardo y si se produce un fallo en el funcionamiento del ventilador de "inicio" según lo detecta el conmutador del diferencial de presión 63AT-3 o 63AT-4, el ventilador de "reserva" se activará). Cuando la unidad no está activándose, el funcionamiento del ventilador 88BL-1 (o 88BL-2, si se opera en una configuración de inicio/retardo) se controla mediante una pila termoelectrica AT-HL-1/2. La pila termoelectrica se encuentra en el área de aceite hidráulico y lubricante del compartimiento de accesorios. La pila AT-HL-1/2 permitirá el arranque del ventilador si la temperatura supera el punto de referencia. Como se indica a continuación, también se usa la misma pila termoelectrica para la activación del calefactor de control de humedad. La pila termoelectrica AT-HL-1/2 interbloquea el ventilador y el calefactor, por lo que no podrán activarse de forma simultánea.

Para el control de humedad y de condensación interna durante los períodos de interrupción, el motor del ventilador cuenta con el calefactor 23BL-1 (y también 23BL-2, si se opera en una configuración de inicio/retardo).

El calefactor 23HL-3 está diseñado para el control de humedad en el área de aceite hidráulico y lubricante del módulo de accesorios cuando la unidad no esté en funcionamiento. El calefactor se activa cuando la temperatura cae por debajo de la configuración de la pila termoelectrica, AT-HL-1/2.

B. Compartimiento de la turbina

El sistema de ventilación del compartimiento de la turbina consta de un ventilador accionado por un motor CA 88BT-1 (y también 88BT-2, si se opera en una configuración de inicio/retardo). Los ventiladores están instalados en el techo del compartimiento de la turbina.

El aire entra en el compartimiento de la turbina a través de amortiguadores accionados por gravedad en los paneles laterales del compartimiento y por el área del módulo de combustible de gas del compartimiento de accesorios, como se ha descrito anteriormente. El aire sale del compartimiento a través de un orificio de descarga en el techo del compartimiento. Se cuenta con un amortiguador accionado por CO₂ en la admisión de cada ventilador. El amortiguador permanece en la posición normal de apertura mediante un enganche que se acciona cuando se activa el sistema contra incendios. El cierre de este amortiguador de descarga, el cierre automático de los ventiladores y el cierre posterior de los amortiguadores accionados por gravedad provocan el cierre del compartimiento de la turbina en caso de que se active el sistema contra incendios. (En un sistema de

inicio/retardo, también se cuenta con un amortiguador de explosión de flujo de aire en retroceso accionado por gravedad en cada ventilador para impedir el flujo de retorno a través del ventilador de reserva.)

Durante el funcionamiento normal, el ventilador se activa automáticamente cuando la unidad se enciende durante el arranque. (Si el sistema está funcionando en una configuración de inicio/retardo y si se produce un fallo de arranque del ventilador de "inicio" según lo detecta el conmutador del diferencial de presión 63AT-1 ó 63AT-2, el ventilador de "reserva" se iniciará). Después de una interrupción, la pila termoeléctrica AT-TC-1/2, que se encuentra en el compartimiento de la turbina, controla el funcionamiento del ventilador, arrancándolo cuando la temperatura supera el punto de referencia de temperatura alta, haciendo que se detenga cuando la temperatura cae por debajo del ajuste de restablecimiento. La pila termoeléctrica AT-TC-1/2 emitirá una alarma si la temperatura del compartimiento de la turbina supera el ajuste de la alarma de temperatura alta.

Para el control de humedad durante los períodos de interrupción, el motor del ventilador del compartimiento de la turbina está equipado con el calefactor 23BT-1 (y también el 23BT-2, si se opera en una configuración de inicio/retardo).

Los calefactores 23HT-3A y 23HT-3B están diseñados para controlar la humedad en el compartimiento de la turbina cuando la unidad no está funcionando. El calefactor se activa cuando la temperatura cae por debajo de la configuración de las pilas termoeléctricas, AT-TC-3/4. Las pilas termoeléctricas AT-TC-3/4 se encuentran en el compartimiento de la turbina, debajo de la turbina de gas.

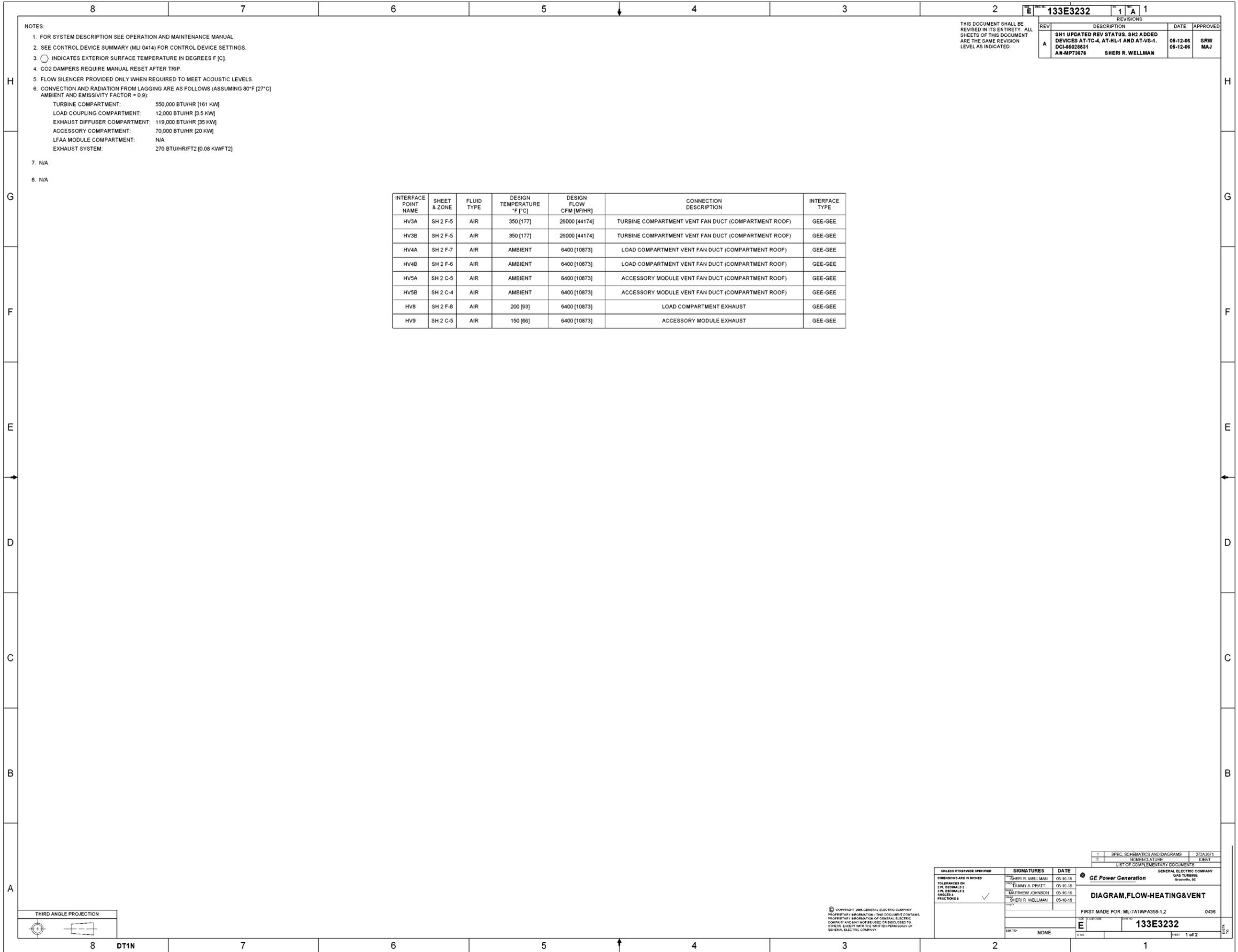
Las pilas termoeléctricas AT-TC-3/4 también producirán una alarma si la temperatura del compartimiento de la turbina cae por debajo del ajuste de la alarma de temperatura baja para advertir de un fallo de calefactores del compartimiento de la turbina.

C. Compartimiento del eje de carga

El compartimiento del eje de carga es independiente y está ubicado entre la cámara de distribución del aire de admisión y el generador. Este compartimiento cuenta con su propia sección de techo, paneles laterales y puerta de acceso. El aire de ventilación se introduce en el compartimiento a través de un ventilador colocado en el techo del compartimiento que se acciona mediante un motor CA 88VG-1 (y también 88VG-2, si se opera en una configuración de inicio/retardo. Si se produce un fallo en el ventilador de "inicio", que los conmutadores del diferencial de presión 63AG-1 o 63AG-2d detectan, se iniciará el ventilador de "reserva"). Se introduce aire exterior a través de un amortiguador de explosión de flujo de aire en retroceso accionado por gravedad en cada ventilador antes de entrar en el compartimiento. (En un sistema de inicio/retardo, el amortiguador accionado por gravedad impide que el flujo de aire acceda al ventilador de reserva. El amortiguador accionado por gravedad permanece abierto gracias al aire que sale del ventilador.) En caso de que el compartimiento quede expuesto al fuego, el motor del ventilador se detiene y el amortiguador accionado por gravedad se cierra. El aire calentado, después de circular a través del compartimiento, se ventila hacia la parte superior y se expulsa del compartimiento a través de un amortiguador accionado por gravedad que se encuentra en el techo del compartimiento. El amortiguador se cierra cuando el ventilador del compartimiento de carga se apaga.

Para el control de humedad durante los períodos de interrupción, el motor del ventilador del compartimiento de carga está equipado con el calefactor 23VG-1 (y también el 23VG-2, si se opera en una configuración de inicio/retardo).

Los ventiladores del compartimiento de carga proporcionan una disipación del calor satisfactoria desde el compartimiento, así como una ventilación de dilución suficiente de cualquier riesgo potencial asociado con la proximidad del generador enfriado por hidrógeno. El sistema de ventilación del compartimiento de carga funciona siempre que la turbina esté por encima de la velocidad del virador o cuando el generador enfriado por hidrógeno está comprimido.



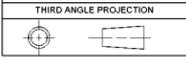
NOTES:

1. FOR SYSTEM DESCRIPTION SEE OPERATION AND MAINTENANCE MANUAL.
2. SEE CONTROL DEVICE SUMMARY (MLI 0414) FOR CONTROL DEVICE SETTINGS.
3. \bigcirc INDICATES EXTERIOR SURFACE TEMPERATURE IN DEGREES F [C].
4. CO2 DAMPERS REQUIRE MANUAL RESET AFTER TRIP.
5. FLOW SILENCER PROVIDED ONLY WHEN REQUIRED TO MEET ACOUSTIC LEVELS.
6. CONVECTION AND RADIATION FROM LAGGING ARE AS FOLLOWS (ASSUMING 80°F [27°C] AMBIENT AND EMISSIVITY FACTOR = 0.9):

TURBINE COMPARTMENT:	550,000 BTU/HR [161 KW]
LOAD COUPLING COMPARTMENT:	12,000 BTU/HR [3.5 KW]
EXHAUST DIFFUSER COMPARTMENT:	119,000 BTU/HR [35 KW]
ACCESSORY COMPARTMENT:	70,000 BTU/HR [20 KW]
LFAA MODULE COMPARTMENT:	N/A
EXHAUST SYSTEM:	270 BTU/HR/FT2 [0.08 KW/FT2]
7. N/A
8. N/A

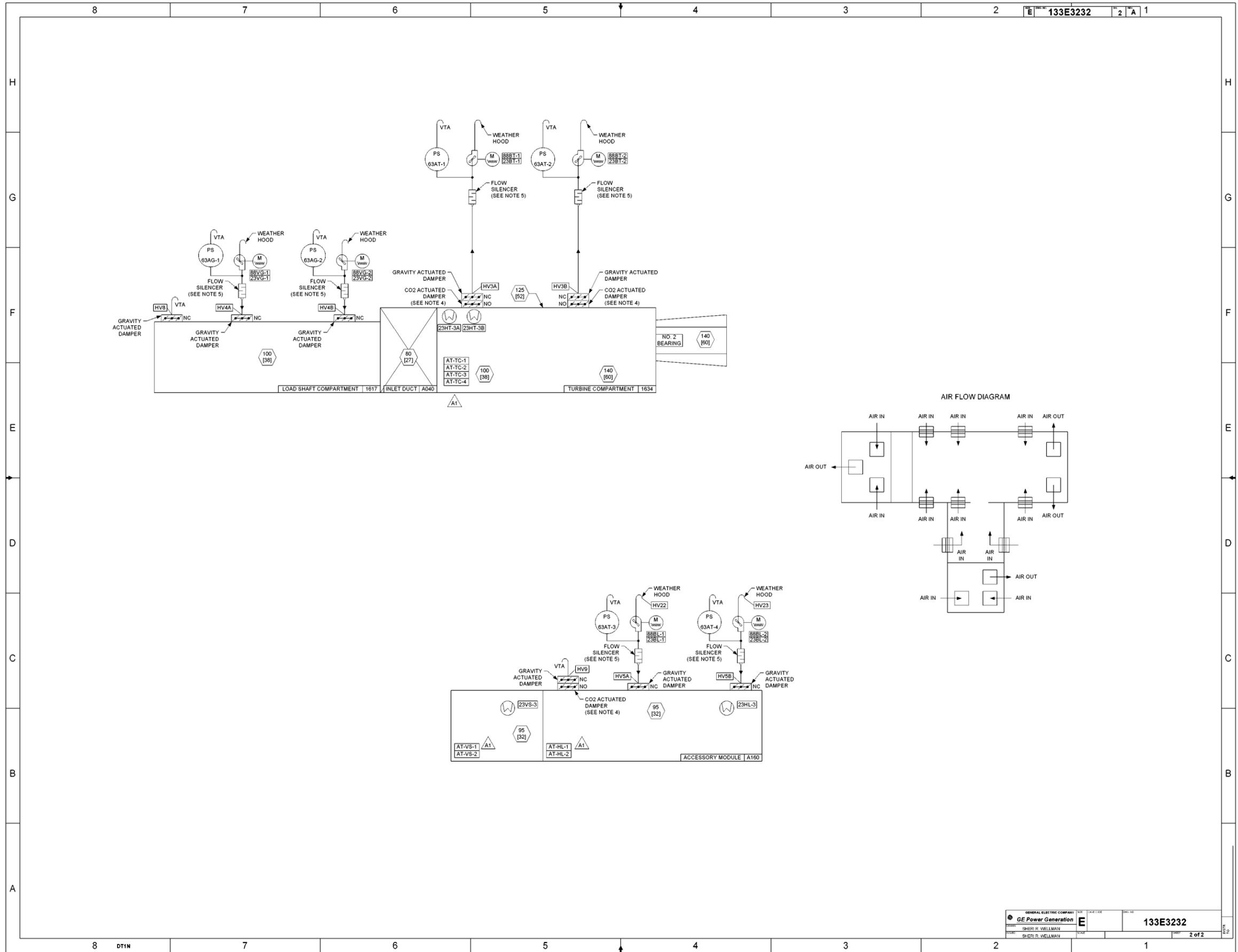
INTERFACE POINT NAME	SHEET & ZONE	FLUID TYPE	DESIGN TEMPERATURE °F [°C]	DESIGN FLOW CFM [M ³ /HR]	CONNECTION DESCRIPTION	INTERFACE TYPE
HV3A	SH 2 F-5	AIR	350 [177]	26000 [44174]	TURBINE COMPARTMENT VENT FAN DUCT (COMPARTMENT ROOF)	GEE-GEE
HV3B	SH 2 F-5	AIR	350 [177]	26000 [44174]	TURBINE COMPARTMENT VENT FAN DUCT (COMPARTMENT ROOF)	GEE-GEE
HV4A	SH 2 F-7	AIR	AMBIENT	6400 [10873]	LOAD COMPARTMENT VENT FAN DUCT (COMPARTMENT ROOF)	GEE-GEE
HV4B	SH 2 F-6	AIR	AMBIENT	6400 [10873]	LOAD COMPARTMENT VENT FAN DUCT (COMPARTMENT ROOF)	GEE-GEE
HV5A	SH 2 C-5	AIR	AMBIENT	6400 [10873]	ACCESSORY MODULE VENT FAN DUCT (COMPARTMENT ROOF)	GEE-GEE
HV5B	SH 2 C-4	AIR	AMBIENT	6400 [10873]	ACCESSORY MODULE VENT FAN DUCT (COMPARTMENT ROOF)	GEE-GEE
HV8	SH 2 F-8	AIR	200 [93]	6400 [10873]	LOAD COMPARTMENT EXHAUST	GEE-GEE
HV9	SH 2 C-5	AIR	150 [66]	6400 [10873]	ACCESSORY MODULE EXHAUST	GEE-GEE

133E3232			
REVISIONS			
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
A	SH1 UPDATED REV STATUS. SH2 ADDED DEVICES AT-TC-4, AT-HL-1 AND AT-V8-1. DCI-05022851 AN-MPT2676	05-12-06 05-12-06	SRW MAJ
SHERI R. WELLMAN			



© COPYRIGHT 2005 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION - THIS DOCUMENT CONTAINS
 PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC
 COMPANY AND MAY NOT BE USED OR REPRODUCED BY
 OTHERS EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF
 GENERAL ELECTRIC COMPANY

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE	GE Power Generation
TOLERANCES ON DIMENSIONS ARE IN INCHES	SHERI R. WELLMAN	05-10-15	GENERAL ELECTRIC COMPANY GAS TURBINE Georgetown, SC
1/4 DECIMALS	JAMMY A. PRATT	05-10-15	
1/8 DECIMALS	MATTHEW JOHNSON	05-10-15	
FRACTIONS	SHERI R. WELLMAN	05-10-15	
			DIAGRAM, FLOW-HEATING & VENT
			FIRST MADE FOR: ML-7A1WFA358-1.2 0436
			REV: E
			133E3232
			1 of 2



Tab 14

GEK 111527
Agosto de 2006

GE Energy

Sistema contra incendios

Estas instrucciones no tienen como objeto abarcar todos los detalles o variaciones en el equipo ni tampoco proporcionar soluciones para todas las posibles contingencias asociadas a la instalación, funcionamiento o mantenimiento del aparato. En caso de que se necesite más información o que se produzcan problemas concretos que no estén lo suficientemente explicados para los fines del comprador, deberán dirigirse las consultas a GE Company.

© 2006 General Electric Company

I. INFORMACIÓN GENERAL

El sistema contra incendios de dióxido de carbono utilizado para la turbina de gas apaga el fuego al reducir el contenido de oxígeno del aire en el compartimiento, de un 21% (media atmosférica) a un valor por debajo del nivel necesario para permitir la combustión (normalmente el 15%). Para reducir el contenido de oxígeno, se descarga una cantidad de dióxido de carbono (CO₂) en el compartimiento durante un minuto, para lograr elevar la concentración de CO₂ hasta un 34%. El sistema también suministra una descarga prolongada para mantener una concentración de extinción del 30% durante un periodo de tiempo prolongado y así reducir las posibles situaciones de reproducción del incendio.

El diseño del sistema contra incendios cumple con las regulaciones especificadas en el folleto NFPA 12 –Normativa sobre los sistemas de extinción con dióxido de carbono.

II. DESCRIPCIÓN FUNCIONAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA

Para familiarizarse con el sistema contra incendios, en los siguientes párrafos se proporciona una breve descripción de sus características principales y de funcionamiento. Consulte el diagrama esquemático del sistema contra incendios (MLI 0426) en la sección Dibujos de referencia del Manual de servicio.

El sistema de protección contra incendios está formado por una red de distribución de tuberías que descargan CO₂ desde un depósito de almacenamiento de baja presión hasta los compartimientos de turbina de gas que se necesite proteger en caso de incendio. Este depósito de baja presión está situado en un bastidor fuera de la base y mantiene el dióxido de carbono líquido saturado con una presión de almacenamiento de 300 lppc (21,09 kg/cm² o 2069 kPa) a 0 °F (-18 °C) gracias a un compresor de refrigeración.

El compresor tiene el tamaño adecuado para mantener el depósito de CO₂ totalmente refrigerado y así conservar el CO₂ con la presión apropiada. En caso de que el compresor de refrigeración no pueda mantener la presión, el depósito de CO₂ está equipado con una válvula de compensación que libera una pequeña cantidad de CO₂. Esto provocará que se produzca una bajada en la presión del depósito y una autorrefrigeración del CO₂. Se inserta una válvula de seguridad en el depósito que liberará presión en el supuesto caso de que la presión del CO₂ continuara aumentando por encima del punto de ajuste de la válvula de compensación.

El manual del proveedor del depósito de CO₂ proporciona más información, y se debería consultar para obtener detalles específicos.

El cuadro de control del sistema contra incendios normalmente se encuentra instalado en el bastidor fuera de la base (o en la sala de control de turbinas si el cliente así lo solicita). El sistema de tuberías interconectadas, normalmente suministrado por el instalador, descarga el CO₂ desde el bastidor fuera de la base hasta los compartimientos de turbinas de gas, donde se conecta con el sistema de tuberías en la base que distribuye el CO₂ entre los compartimientos mediante inyectores.

Se utilizan dos sistemas de distribución independientes: una descarga inicial y una descarga prolongada. En pocos segundos de funcionamiento, la cantidad de CO₂ necesaria fluye desde el sistema de descarga inicial hasta los compartimientos de turbinas de gas para conseguir acumular rápidamente una concentración de extinción. Se mantiene entonces una concentración de CO₂ añadiendo gradualmente más CO₂ mediante el sistema de descarga prolongada, para compensar la fuga del compartimiento.

La tasa del flujo de dióxido de carbono se calcula por el tamaño de los orificios de los inyectores de descarga de cada compartimiento tanto para los sistemas de descarga

inicial como para los sistemas de descarga prolongada. Los orificios para el sistema de descarga inicial son grandes, y posibilitan una descarga rápida de CO₂ para conseguir rápidamente la concentración de extinción mencionada anteriormente. Los orificios utilizados en el sistema de descarga prolongada son más pequeños y permiten una velocidad de descarga relativamente más lenta que ayude a mantener la concentración de extinción durante un mayor periodo de tiempo (basándose en los periodos de enfriamiento y de parada de emergencia asociados al tamaño de la estructura de las turbinas) para reducir la posibilidad de un posible segundo incendio.

NOTA

La unidad cuenta con varias zonas de protección contra incendios, cada zona experimentará una descarga inicial y una descarga prolongada. Esto permite que cada zona actúe de forma independiente (con respecto al resto de zonas); un incendio en una zona no provocaría una descarga inicial de CO₂ en el resto de zonas.

Se logra conseguir la protección y detección de incendios utilizando los circuitos cerrados "A" y "B", independientes entre sí y formados por detectores de incendios termosensibles. Cada detector de incendios está conectado al cuadro de control contra incendios de modo que un único detector iniciará todas las alarmas. Sin embargo, se necesita una señal tanto del "circuito A" como del "circuito B" para comenzar la descarga de CO₂. El sistema cuenta con luces estroboscópicas y bocinas de alarma, y también con señales de advertencia de CO₂ que se encuentran estratégicamente situadas en el exterior y/o interior de los compartimientos correspondientes para advertir de la detección de incendios y de las descargas de CO₂.

Si se produjera un incendio en uno de los compartimientos protegidos, los contactos de los detectores termosensibles se cerrarán y realizarán un circuito eléctrico previo a la descarga. Esta secuencia incluye el inicio de un temporizador electrónico previo a la descarga y la carga de un temporizador neumático (ambos están programados en fábrica con una duración de 30 segundos, pero se pueden ajustar para adaptarse al tiempo de salida de cada compartimiento). Las sirenas neumáticas situadas en cada zona indican durante este periodo que el temporizador neumático funciona y proporcionan una advertencia acústica dirigida a las personas que se encuentren dentro del compartimiento. Las luces estroboscópicas y las bocinas de alarma también deben continuar durante este periodo previo a la descarga.

Cuando el temporizador neumático previo a la descarga concluye, la presión de CO₂ se dirige hacia las válvulas con la presión adecuada situadas en el colector del depósito. A continuación, estas válvulas se abren y liberan CO₂ a las tuberías iniciales y prolongadas de los compartimientos que están siendo afectados por el incendio.

El sistema también se puede accionar manualmente por medio de conmutadores eléctricos manuales (dispositivos 43MRFP-x) situados en el exterior de la Cabina de mando eléctrico. Si el cliente lo desea, también puede instalar un interruptor manual en las paredes externas de las zonas protegidas. Estos dispositivos, que normalmente tendrán la nomenclatura 43MR (consulte el esquema del sistema), están equipados con una clavija de la que se debe tirar antes de accionar el pulsador para activar el sistema y descargar el CO₂. El funcionamiento del sistema, ya sea automático o manual, activará la turbina para que se cierre, apagará el sistema de ventilación y pondrá en funcionamiento los temporizadores electrónicos y neumáticos previos a la descarga (comenzando la secuencia descrita anteriormente).

En cuanto al mantenimiento del sistema contra incendios o de la turbina de gas, se puede prevenir la descarga accidental de CO₂ cerrando la válvula de retención o el disyuntor de seguridad (33FP-1A) situado en la parte superior del depósito y cerrando la válvula

esférica o el disyuntor de seguridad (33FP-2A) de la tubería de vapor auxiliar. Si el cliente lo desea, también puede instalar válvulas de bloqueo o disyuntores de seguridad manuales (que normalmente tendrán la nomenclatura 33FP.X) en el sistema de tuberías interconectado, cerca de las zonas protegidas con el fin de conseguir bloqueo remoto de la descarga de CO₂.

Los temporizadores de descarga inicial y prolongada y los dispositivos 2FP están situados en la cabina de mando eléctrico y controlan el tiempo durante el cual las válvulas de solenoide reciben electricidad y, con ello, el tiempo de descarga de CO₂ (estos tiempos están programados en fábrica - consulte MLI 0426 para ver los tiempos específicos). Tras la descarga de CO₂, estos temporizadores se deben reiniciar pulsando los botones de reinicio del temporizador (dispositivos 62FP) situados en el interior de la Cabina de mando eléctrico (esto también servirá para apagar las alarmas).

PRECAUCIÓN

Para lograr una completa efectividad del sistema de dióxido de carbono, los paneles del compartimiento deben estar en su lugar y las puertas del compartimiento deben estar cerradas. Hay suficiente CO₂ en el sistema para compensar los escapes debido a posibles aperturas de ventilación que hayan sido cerradas con amortiguadores accionados por la gravedad o por la presión de CO₂ (que deben reiniciarse manualmente) y a hendiduras inevitables debido al revestimiento. Sin embargo, no hay suficiente para permitir la fuga incontrolada de CO₂ a través de puertas o paneles abiertos.

ADVERTENCIA

EL DIÓXIDO DE CARBONO, CONCENTRADO EN CANTIDADES SUFICIENTES PARA EXTINGUIR EL FUEGO, ES PELIGROSO Y PUEDE PROVOCAR LA MUERTE. ES EXTREMADAMENTE PELIGROSO ENTRAR AL COMPARTIMIENTO TRAS LA DESCARGA DE CO₂. TODA PERSONA QUE PIERDA EL CONOCIMIENTO DEBIDO A UNA INHALACIÓN DE CO₂ DEBE SER RESCATADA TAN PRONTO COMO SEA POSIBLE Y REANIMADA INMEDIATAMENTE. ES FUNDAMENTAL QUE LOS TRABAJADORES RECIBAN LA FORMACIÓN ADECUADA PARA ACTUAR EN CASO DE EMERGENCIA.

Para colocar la turbina en una posición segura tras haber detectado un incendio, los contactos siguientes emitirán señales a los centros de control del motor de la turbina y/o al cuadro de control de la turbina para que desconecte la unidad antes de la descarga de CO₂.

Todas las zonas protegidas están equipadas con un contacto (94F-xA) conectado al MCC que permite desactivar el sistema de ventilación antes de la descarga de CO₂. Todas las zonas están equipadas con un contacto (94F-xB) conectado al cuadro de control de la turbina que permite desactivar la turbina antes de la descarga de CO₂. Finalmente, los conmutadores de presión se sitúan en el conducto piloto de cada zona (dispositivos 63FP-xA). Estos conmutadores se activan cuando perciben una presión de CO₂ en la válvula selectora, y envían una señal al MCC para que desactive la ventilación y el funcionamiento de las turbinas antes de la liberación de CO₂. Esto se consideraría como una acción de refuerzo de los otros contactos mencionados anteriormente.

33FP-1A, 33FP-2A y 63FP-1D forman el circuito supervisor. Si alguno de estos conmutadores percibe que la unidad no se encuentra preparada, el contacto 30FP-3A es

un contacto del cliente que cambiará su estado e indicará "no preparado". Esta indicación significará que el depósito de CO₂ se ha bloqueado.

El contacto 30FP-2A es el contacto de problemas para uso del cliente. Este contacto cambiará de estado si se produce un problema con cualquiera de los dispositivos bajo su supervisión, incluida la pérdida de energía en la CA, cortocircuito o circuito abierto en un circuito supervisado (detectores termosensibles, luces estroboscópicas/bocinas de alarma), fallo de tierra, presión del depósito, circuito solenoide auxiliar, presión del depósito, sistema de refrigeración, etc. Este contacto avisa si se produce un "fallo" en el sistema, y muestra la acción que se debe llevar a cabo para solucionarlo.

El contacto 30FP-1A es una señal combinada de "no preparado/fallo" y se encuentra conectado al cuadro de control de la turbina. Esta señal alertará a la sala de control de que hay un problema con el sistema, y aconsejará que un operario vaya al panel de protección contra incendios para identificar el tipo de problema.

III. INSTALACIÓN, MANTENIMIENTO Y COMPROBACIÓN

Para obtener más información sobre la instalación, la inspección y el mantenimiento del sistema contra incendios, consulte las instrucciones del distribuidor. Para obtener instrucciones sobre las comprobaciones del sistema de detección o protección contra incendios, consulte MLI 0113.

IV. INSTRUCCIONES PARA LA COMPROBACIÓN DE CONCENTRACIÓN DE CO₂

Esta comprobación conlleva la ejecución de una exhaustiva prueba de concentración de CO₂ que consiste en activar tanto la descarga inicial como la descarga prolongada en todas las zonas de protección. La descarga inicial comienza 1 minuto después de la liberación de CO₂; mientras que la descarga prolongada se activa al mismo tiempo, pero continúa durante un periodo de tiempo más prolongado. Debido a las condiciones variables del lugar, a las diversas ubicaciones del suministro de CO₂ desde la turbina fuera de la base, y a posibles fugas a causa de grietas y tuberías, se necesita realizar un simulacro de concentración de CO₂ para asegurar la integridad de la instalación del sistema contra incendios y el cumplimiento de NFPA 12 (una pequeña "prueba de explosión" no será suficiente para garantizar el buen funcionamiento y la instalación apropiada del sistema). Para realizar la comprobación de la concentración, es necesario la presencia de un técnico cualificado que garantice el buen funcionamiento de la prueba. Es necesario ponerse en contacto con el distribuidor (autor del manual que acompaña a este texto) o con cualquier otro proveedor de servicios cualificado y así poder contactar con un técnico y programar una cita para que acuda al lugar donde se ha implantado el sistema y supervise la comprobación de la concentración.

La comprobación de la concentración de CO₂ se debería llevar a cabo según las instrucciones para la comprobación de descarga del sistema contra incendios (MLI0113) que se resumen a continuación:

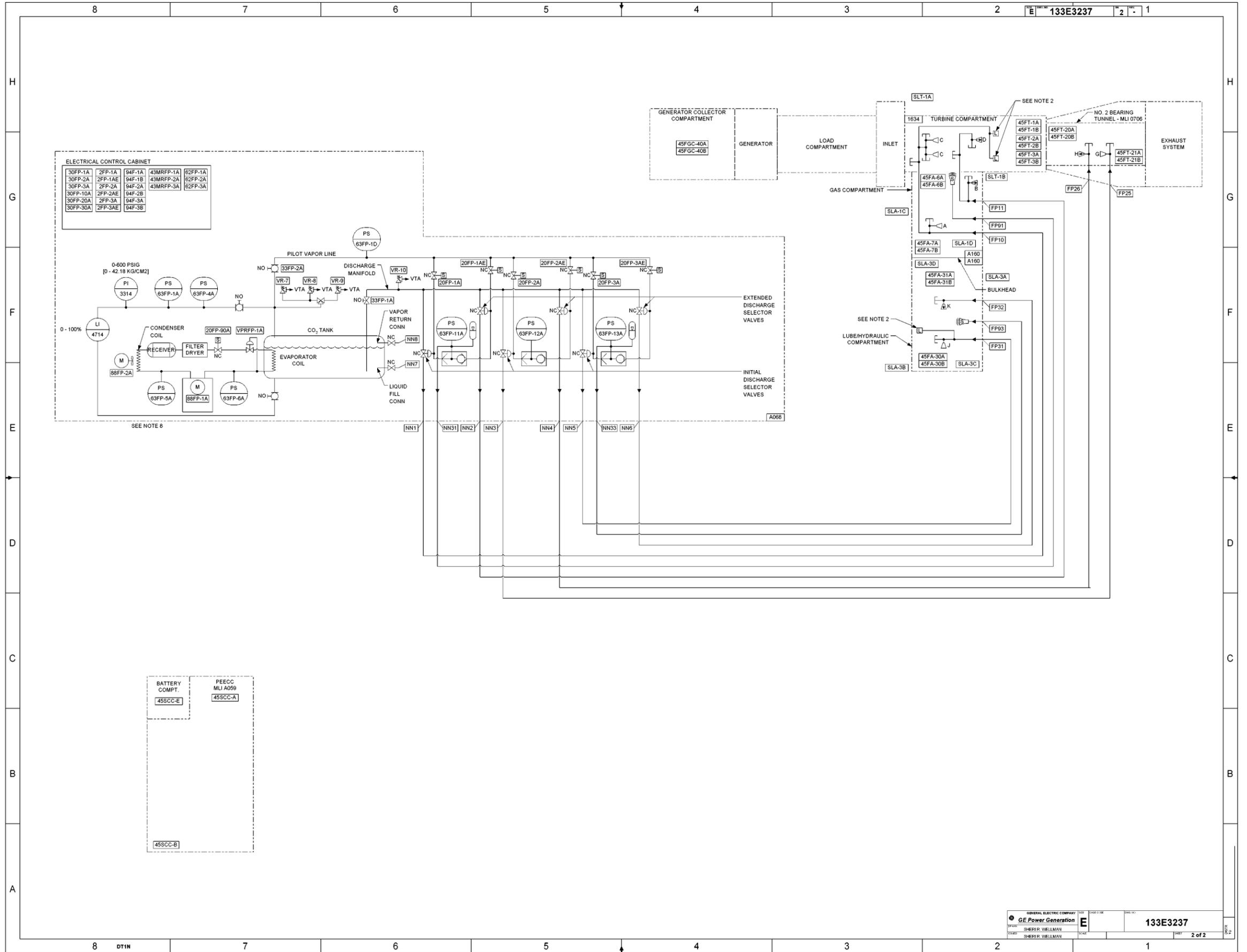
1. Se deben inspeccionar los amortiguadores de ventilación de los accesorios, de la turbina, de la carga y/o de cualquier otro compartimiento adicional que esté protegido por CO₂. Todos ellos deberían estar asegurados en la posición ABIERTO en aquellos amortiguadores con enganches accionados mediante CO₂.
2. Asegúrese de comprobar que los temporizadores de descarga previa situados en el cuadro de control están programados con un retardo de 30 segundos para dejar que los trabajadores evacuen el compartimiento antes de la liberación de CO₂. Los temporizadores de descarga previa se pueden cambiar en ese momento si se prefiere un retardo diferente.

3. Asegúrese de comprobar que todos los compartimientos protegidos por CO₂ (excepto la zona de cojinetes correspondiente) cuentan con dos señales de advertencia de CO₂ como mínimo, una en cada extremo del compartimiento con el fin de advertir a los trabajadores.
4. Se debe evacuar a todos los trabajadores de los compartimientos y cerrar todas las puertas. En este momento, se debe tapar cualquier grieta o hendidura en el revestimiento para asegurar la integridad del mismo.
5. Se debe iniciar la liberación de CO₂ por medios eléctricos en el cuadro de control contra incendios: en los sistemas LP de CO₂, se deben alternar los conmutadores de liberación del cuadro de control para comenzar la liberación de CO₂. Es necesario realizar una prueba independiente en cada zona, tanto para la descarga inicial como para la descarga prolongada. Al iniciar la liberación de CO₂, se deberá activar la alarma contra incendios que emitirá luces estroboscópicas y bocinas de alarma en el compartimiento de accesorios y en cualquier otro compartimiento de modo que puedan oírse claramente. Durante la prueba, es necesario inspeccionar el exterior de cada compartimiento para ver si las cantidades de CO₂ están saliendo de las grietas del revestimiento, lo que significaría que no se ha conseguido aún una integridad completa.
6. Tras detener la descarga de CO₂, se deberán reiniciar los conmutadores pertinentes. Se debe llevar a cabo una inspección del compartimiento para comprobar el buen funcionamiento de todos los amortiguadores de ventilación. Una vez realizada esta operación, los amortiguadores se deberían restablecer a la posición ABIERTO.

*****ADVERTENCIA*****

LOS TRABAJADORES NO DEBEN ACCEDER A LOS COMPARTIMENTOS SOMETIDOS A LA PRUEBA HASTA QUE LA CONCENTRACIÓN DE CO₂ SE HAYA DISIPADO.

7. Tras completar satisfactoriamente la prueba de concentración de CO₂, se debería consultar al Ingeniero de diseño de G.E. y se deberán enviar los resultados de la prueba al ingeniero de diseño correspondiente para mantenerle informado sobre la instalación.





GE Power Systems

Turbina a Gas

Instrucciones de Prueba de Concentración de CO₂

Esta prueba implica llevar a cabo una prueba completa de concentración de CO₂, que consiste tanto en la descarga inicial como en la descarga extendida para cada una de las zonas de protección. La descarga inicial dura un minuto después de la liberación del CO₂; en tanto que la descarga extendida es simultánea, pero continúa por lo menos 30 minutos o más, dependiendo del tiempo necesario para la descarga. Debido a las condiciones variables del lugar, a las diferentes ubicaciones del abastecimiento de CO₂ fuera de la base de la turbina y a fugas potenciales en el forro de aislamiento y la tubería, se recomienda ampliamente llevar a cabo una prueba de concentración de CO₂, aún cuando no se requiera. Esto con el fin de asegurar la integridad del sistema de protección contra incendios, diseñado de conformidad con NFPA 12 (una simple "Prueba Ráfaga" no es en verdad satisfactoria para asegurar que el sistema funciona y que está diseñado de manera adecuada). Para llevar a cabo la prueba de concentración deberá estar presente un técnico calificado para asegurar que ésta se realice adecuadamente. Se deberá contactar al proveedor, cuyo manual de instrucción sigue después de este texto, con el fin de hacer una cita con el técnico en un sitio particular para que supervise la prueba de concentración.

La prueba de concentración de CO₂ deberá conducirse de la siguiente manera:

1. Inspeccione los reguladores de tiro de ventilación en los compartimientos de accesorios, turbina, carga y/o cualquier compartimiento adicional que estén protegidos por el CO₂. Todos deben estar enganchados en la posición de ABIERTO para los reguladores de tiro que tienen seguros accionados por CO₂.
2. Asegúrese de que los cronómetros de predescarga localizados en el tablero de control señalen los 30 segundos de retraso sugeridos para dar tiempo a que el personal evacue el compartimiento, antes de que se libere el CO₂. Los cronómetros de predescarga pueden cambiarse si se requiere un tiempo de retardo distinto.
3. Asegúrese de que todos los compartimientos protegidos por el CO₂ (excepto el área del cojinete #2, donde sea aplicable) tengan un mínimo de dos señales de alarma de CO₂ externas, una a cada lado de cada compartimiento, para avisar al personal.
4. Desaloje a todo el personal de los compartimientos y cierre todas las puertas. En este momento deberán estar selladas todas las fisuras o fugas obvias que se encuentren en el forro de aislamiento, para asegurar la integridad del compartimiento.
5. Por medios eléctricos, inicie la descarga de CO₂ dentro del tablero de control de protección contra incendios: para sistemas de baja presión de CO₂, conmutar los interruptores de desalojo del tablero de control (dispositivos 43CP, donde sea aplicable) para iniciar el desalojo de CO₂; y para los sistemas alta presión de CO₂, tire de la espiga accionada en el interruptor de presión (dispos. 45CP, donde sea

- aplicable) para activar los solenoides del cilindro auxiliar y así desalojar el CO₂. Cada zona se deberá probar por separado, tanto para la descarga inicial como para la extendida. Una vez iniciado el desalojo de CO₂, deberán activarse y escucharse claramente las señales de muestreo y las bocinas eléctricas de la alarma contra incendio que se encuentran en el compartimiento de accesorios y en cualquier otro compartimiento. Durante la prueba, verifique si en el exterior de cada compartimiento existe alguna fuga de CO₂ o si algún forro de aislamiento está rajado, lo que significa que no se ha logrado la integridad del compartimiento.
6. Una vez que ha parado la descarga de CO₂, los interruptores deberán reajustarse. Deberá llevarse a cabo la inspección del compartimiento para verificar que todas las compuertas de ventilación hayan funcionado adecuadamente. Una vez que se haya hecho esto, los reguladores de tiro deberán reajustarse a su posición de ABIERTO.

PRECAUCIÓN

EL PERSONAL NO DEBERÁ ENTRAR A LOS COMPARTIMIENTOS QUE SE ESTÁN PROBANDO HASTA QUE LAS CONCENTRACIONES DE CO₂ SE HAYAN DISIPADO.

7. Para los sistemas de CO₂ de alta presión, que normalmente están diseñados para una sola descarga completa, deberán quitarse los cilindros de descarga y recargarse a su capacidad total. Estos cilindros deberán retornar a su posición y asegurarse a su cabezal respectivo. Para los sistemas CO₂ de baja presión, que normalmente están diseñados para dos descargas completas, el tanque de baja presión de CO₂ deberá rellenarse al 90–95% de su capacidad tan pronto como sea posible.
8. Una vez que la prueba de concentración de CO₂ haya terminado exitosamente, se deberá consultar al Departamento de Ingeniería en Diseño de General Electric para enviar los resultados de la prueba de concentración y que estos sean documentados.

Tab 15



GEK 110303CAB
Revisado Mayo 2003

GE Power Systems
Turbina de Gas

Sistema de Protección Contra Gases Peligrosos TURBINA DE GAS 9FA+E

Estas instrucciones no pretenden cubrir todos los detalles o variaciones en equipos ni cubrir todas las contingencias posibles en conexión con la instalación, operación o mantenimiento. En caso de que se requiriese más información o si surgiese algún problema específico no cubierto suficientemente para los propósitos del comprador, el asunto deberá consultarse con GE Company.

I. GENERAL

Todas las unidades de Turbinas de Gas que funcionan con gas natural están equipadas con un Sistema de Protección Contra Gases Peligrosos en las áreas donde se puede acumular gas natural en el caso de una fuga. En el caso de la 9FA+E, el Sistema de Protección se suministra en las áreas de abastecimiento y entrega de combustible. Estas áreas incluirían el Módulo de Gas, Módulo de Accesorios, Recinto del Compartimiento de la Turbina de Gas, Recinto de la Terminal del Generador y Cabina del Colector del Generador.

Las acciones tales como alarmas se anuncian con la detección de los "Límites de Explosión Inferiores" (LEL) del gas combustible cuando exceden de los niveles aceptables de manera que se pueda adoptar acciones adecuadas por parte del operador. Las aplicaciones a la turbina de gas con constituyentes de combustible altos en hidrógeno y/o monóxido de carbono se suministran con los mismos sistemas de protección estándar contra gases peligrosos y contra incendios que para las aplicaciones con gas natural.

II. EQUIPOS

Se montan veintidós (22) detectores de gas peligroso como sigue:

- 45HA-7 - Detector de Gas Combustible Fuera del Compartimiento de Accesorios
- 45HA-8 - Detector de Gas Combustible en el Compartimiento de Accesorios de Gas
- 45HA-9A, 9B, 9C - Detector de Gas Combustible Fuera de Base de los Accesorios de Gas del Compartimiento de Gas
- 45HT-1,2 - Detector de Gases Peligrosos - Compartimiento de Turbinas
- 45HT-5A, 5B, 5C, 5D - Detector de Gases Peligrosos - Conducto de Ventilación del Compartimiento de la Turbina
- 45HT-6A, 6B, 6C, 6D - Detector de Gases Peligrosos - Conducto de Ventilación del Compartimiento de la Turbina

(Adicional para unidad a la intemperie)

- 45HGT-1 - Detector de Gases Peligrosos - Recinto Terminal del Generador
- 45HGT-2 - Detector de Gases Peligrosos - Recinto Terminal del Generador
- 45HGT-7A, 7B, 7C - Detector de Gases Peligrosos - Cabina de Colector del Generador

El monitor de gases peligrosos MLI A139, consiste en canales múltiples, cada uno leyendo la señal analógica de un detector. Para cada canal, se configura una composición de LEL alta y alta, y se suministran contactos de relés para comunicación de esta lógica con el sistema de control. Adicionalmente, cada módulo provee un contacto de detección de problemas. La Figura 1 ilustra la comunicación de las señales lógicas desde el monitor de gases peligrosos al sistema de control.

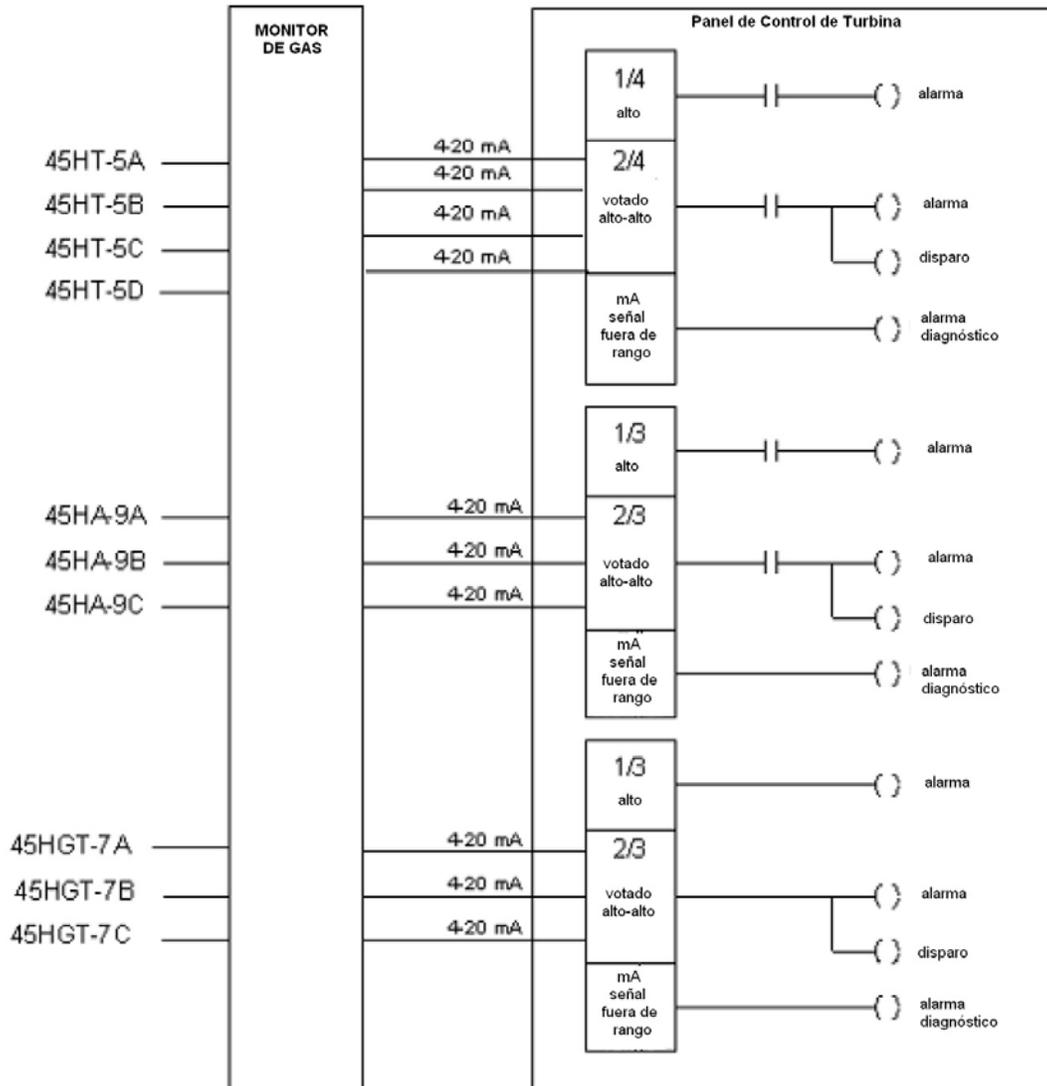


Figura 1. Interfaz entre el Monitor de Gases Peligrosos y el Sistema de Control

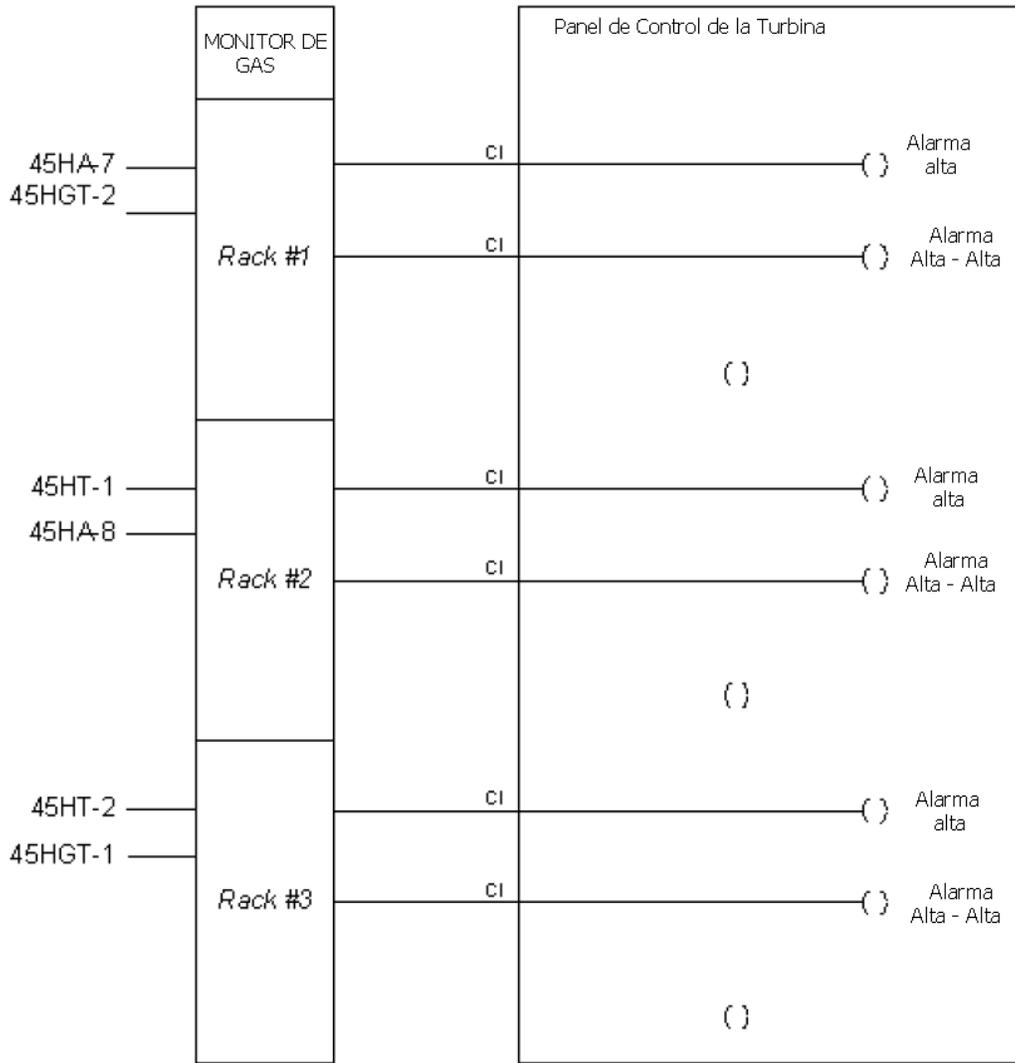


Figura 2 Interfaz entre el Monitor de Gases Peligrosos y el Sistema de Control

III. OPERACIÓN

A. Detección de Gases Peligrosos en el Compartimiento de la Turbina

El Sistema de Gases Peligrosos en el recinto del compartimiento de la turbina de gas está compuesto de dos (2) partes. La primera parte de esta protección es la detección de una fuga de combustible gaseoso, que resulte en una acumulación de gases en el punto bajo del compartimiento. La segunda parte incluiría la detección de niveles (LEL) de gas combustible elevados en el conducto de extracción de ventilación situado en la parte superior del recinto y que ventila hacia el exterior del compartimiento.

Existen dos (2) detectores en la zona de estancamiento (45HT-1,2). Cualquiera de estos cuatro (4) detectores anunciará una alarma en el controlador de turbina en el caso de que estuviera presente un gas combustible en la zona. Existen dos (2) niveles de Alarma Alta que se activarán después de una demora en tiempo especificada. También se anunciará una "Alarma por Fallo" en el sistema de control de la turbina en el caso de que cualquier detector esté funcionando mal o esté fuera de calibración. Existen cuatro (4) detectores en la extracción del conducto de ventilación del compartimiento de la turbina (45HT-5A, B, C, D) para una unidad interior. Adicionalmente hay cuatro (4) detectores (45HT-6A, B, C, D) instalados en la extracción del conducto de ventilación del compartimiento de la turbina si la turbina se monta a la intemperie. Cualquiera de estos ocho (8) detectores anunciará con una alarma en el controlador de turbina en caso de que estuviese presente en la zona un gas peligroso. Existen dos (2) niveles de Alarma Alta que se activarán después de un período especificado de tiempo.

Adicionalmente, la unidad se disparará si 2 de 4 detectores indican un (Nivel 2) Alto después de un período de tiempo especificado. También se anunciará una "Alarma por Fallo" en el sistema de control de la turbina en caso de que cualquier detector esté funcionando mal o esté fuera de calibración. Si una señal de detección de alarma baja por fallo se combina con un (Nivel 1) Alto para un período de tiempo especificado, la unidad se pondrá fuera de servicio. Si una señal de detección de alarma baja por fallo se combina con un (Nivel 2) Alto para un período de tiempo especificado la unidad se disparará.

B. Detección de Gases Peligrosos en el Módulo de Gas

Existen dos (2) detectores en la zona de estancamiento (45HA-7, 8) del módulo de gas situado en la parte superior del módulo de gas. Uno de los detectores está situado cerca al conducto de extracción de ventilación y el otro en la parte frontal del compartimiento. Cualquiera de estos dos (2) detectores anunciará una alarma en el controlador de turbina en el caso de que estuviese presente un gas peligroso en la zona. Existen dos (2) niveles de Alarma Alta que se activarán después de un período de tiempo especificado. También se anunciará una "Alarma por Fallo" en el sistema de control de la turbina en caso de que cualquier detector esté funcionando mal o esté fuera de calibración.

Existen tres (3) detectores en el conducto de ventilación (45HA-9A) del módulo de gas. Cualquiera de estos (3) tres detectores anunciará una alarma en caso de que exista en la zona un gas peligroso. Hay dos (2) Niveles de Alarma Alta, que se activarán después de una demora de tiempo especificada. La unidad se disparará en caso de que dos de tres detectores indiquen un (Nivel 2) Alto después de una demora de tiempo especificada. Se anunciará también una "Alarma por Fallo" en el sistema de control de la turbina en caso de que cualquier detector esté funcionando mal o esté fuera de calibración.

C. Compartimiento Terminal del Generador

Existen dos detectores en la zona de estancamiento (45HGT-1, 2) del Compartimiento Terminal del Generador. Cualquiera de estas dos (2) anunciará una alarma en caso de que esté presente en la zona un gas peligroso. Existen dos (2) niveles de Alarma Alta que se activarán después de una demora de tiempo especificada (refiérase a la especificación de control para regulaciones detalladas). También se anunciará una

"Alarma por Fallo" en el sistema de control de la turbina en caso de que cualquier detector esté funcionando mal o esté fuera de calibración.

D. Cabina del Colector del Generador

Existen tres detectores en el conducto de ventilación (45HGT-7A, 7B, 7C) de la Cabina del Colector del Generador. Cualquiera de estos tres detectores anunciará una alarma en el caso de que esté presente un gas peligroso en la zona. Existen dos (2) niveles de Alarma Alta que se activarán después de una demora de tiempo especificada (refiérase a la especificación de control para ajustes detallados). Adicionalmente, la unidad se disparará si dos de tres detectores indican un (Nivel 2) Alto después de una demora de tiempo especificada. También se anunciará una "Alarma por Fallo" en el sistema de control de la turbina en caso de que cualquier detector esté funcionando mal o esté fuera de calibración.

IV. PROTECCIÓN

Se inician las Alarmas y los Disparos para asegurar la seguridad del personal como resultado de una fuga en el sistema de combustible gaseoso en base. La siguiente tabla ilustra estas facetas protectoras.

Tabla 1. Niveles y acciones de protección para el Sistema de Gases Peligrosos

Señal	Alto (Nivel 2)	Alto (Nivel 1)	Fallo	Demora
Módulo de Gas (Zona Estancada)	A	A	A	SI
Módulo de Gas (Conducto de Extracción)	A, TP	A	A	SI
Compartimiento Terminal Gen	A	A	A	SI
Cabina Colector Gen	A, TP	A	A	SI
Compart. Turbina (Zona Estancada)	A	A	A	SI
Compart. Turbina (Conducto de Extracción)	A, TP	A	A	SI
Clave: A = Alarma TP = Disparo de la Unidad				

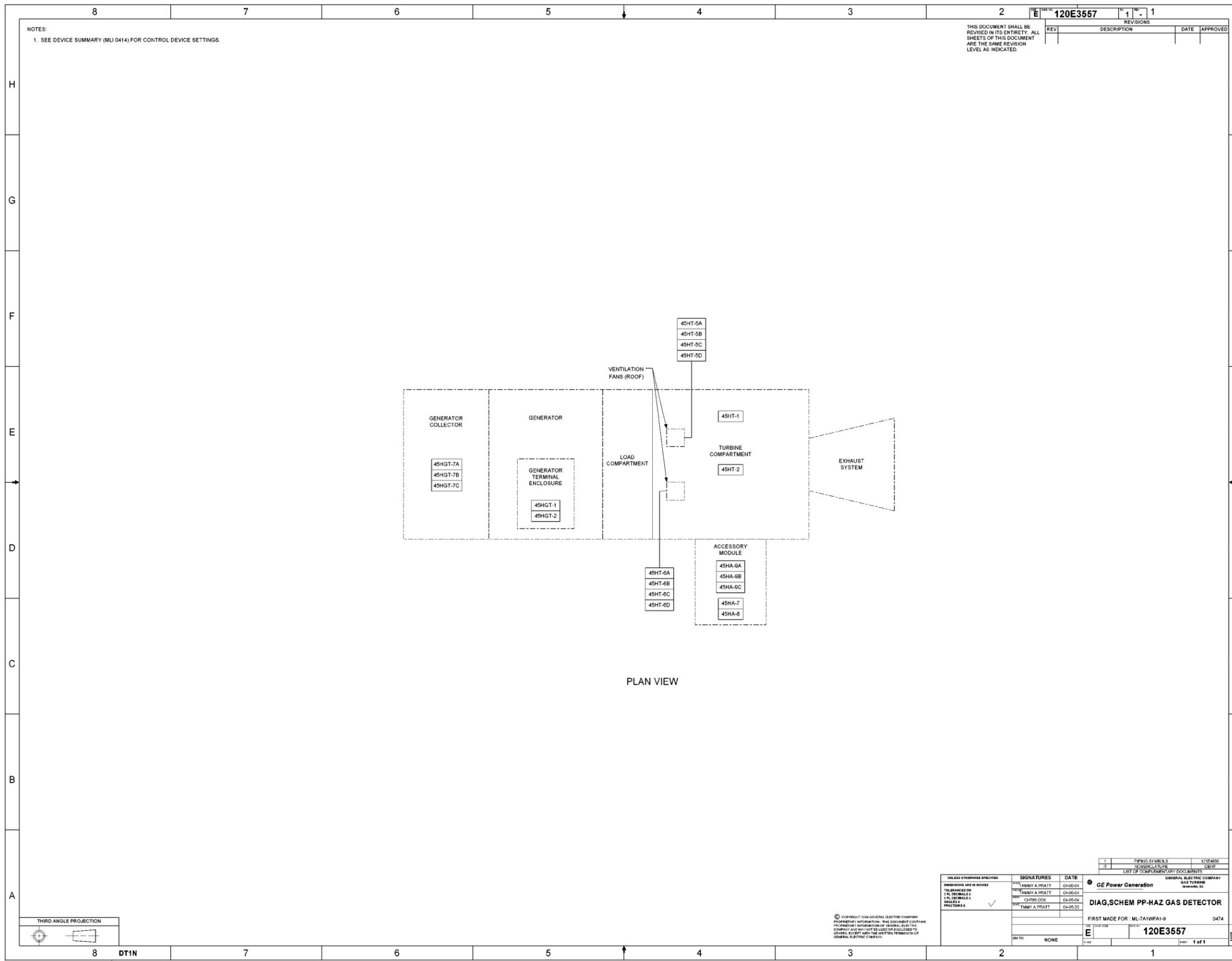
NOTA

Consulte las Especificaciones de Control para Ajustes Detallados de Protección .



GE Power Systems

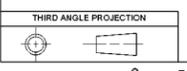
General Electric Company
One River Road, Schenectady, NY 12345
518 • 385 • 2211 TX: 145354



NOTES:
1. SEE DEVICE SUMMARY (MU 0414) FOR CONTROL DEVICE SETTINGS.

120E3557		REVISIONS	
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
1			

PLAN VIEW



© COPYRIGHT 2004 GENERAL ELECTRIC COMPANY
PROPRIETARY INFORMATION. THIS DOCUMENT CONTAINS
CONFIDENTIAL INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC
COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO
OTHERS WITHOUT THE WRITTEN PERMISSION OF
GENERAL ELECTRIC COMPANY.

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE
DESIGNER	TAMMY A PRATT	04-05-04
TOLERANCES UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	TAMMY A PRATT	04-05-04
1. FRACTIONS	CHRIS COOK	04-05-04
2. DECIMALS	TAMMY A PRATT	04-05-04
3. ANGLES		
4. DIMENSIONS		

LIST OF COMPLEMENTARY DOCUMENTS	
I	FIELD CHECKS 1252805
II	INSTALLATION 1252805

GE Power Generation
GAS TURBINE
GENERAL ELECTRIC COMPANY
Schenectady, NY

DIAG.SCHEM PP-HAZ GAS DETECTOR
FIRST MADE FOR: ML-7A1WFA1-9 0474
E 120E3557
Sheet 1 of 1

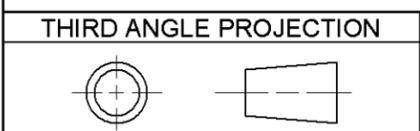
Tab 16

NOTES FOR SHEET #2 AND SHEET #3:

- LENGTHS OF CAT-5 UTP AND FIBER OPTIC CABLE ARE TO BE DETERMINED AT INSTALLATION.
- THE Δ SYMBOL DEFINES CUSTOMER SUPPLIED EQUIPMENT. THE ⊖ SYMBOL DEFINES THE TURBINE CONTROL PANEL (TCP). THE ⊕ SYMBOL DEFINES THE GENERATOR PROTECTION PANEL (GPP).
- EACH OPERATOR INTERFACE (HMI AND UOSM) COMES WITH A 50 FT PRE-TERMINATED CAT-5 UTP (10 BASE-T) CABLE PER NETWORK INTERFACE CARD PORT. IN ADDITION GE PROVIDES ONE 1000 FT SPOOL OF CAT-5 UTP (10 BASE-T) CABLE AND A BOX OF 50 RJ-45 CONNECTORS FOR THE SITE, WHICH SHOULD BE USED TO SATISFY THE AS-INSTALLED CABLE LENGTH NEEDS. HOWEVER, IF ADDITIONAL CABLE OR CONNECTORS ARE REQUIRED, THE CUSTOMER IS RESPONSIBLE FOR THE ADDITIONAL SUPPLY
- IF REQUIRED, THE CUSTOMER IS RESPONSIBLE FOR UPS (UNINTERRUPTIBLE POWER SUPPLY) FOR NETWORK EQUIPMENT SPECIFIED BELOW.

DEVICE	APPROX POWER @ 120VAC / 60 HZ
HMI (W/ MONITOR)	7 AMPS (EACH)
ETHERNET SWITCHES	< 1 AMP (EACH)
TRANSCEIVER	< 1 AMP (EACH)

- NETWORK HARDWARE THAT IS SUPPLIED BY GE IS SHIPPED LOOSE. THIS HARDWARE IS LOCATED AND INSTALLED BY THE CUSTOMER.
- THE UNIVERSAL ON-SITE MONITOR (uOSM), WHICH CONSISTS OF BOTH HARDWARE AND SOFTWARE, IS PROVIDED AT NO CHARGE TO THE CUSTOMER FOR THE LENGTH OF THE STANDARD WARRANTY PERIOD OR THE LENGTH OF ANY EXTENDED CONTRACT SERVICE AGREEMENT (CSA). THE uOSM IS USED TO PERIODICALLY MONITOR SELECTED UNIT AND FLEET DATA. IT IS TYPICALLY LOCATED IN ODD NUMBERED PEECCS AND THROUGH USE OF A MONITOR SWITCH, THE uOSM WILL SHARE A KEYBOARD, CURSOR POSITIONING DEVICE AND MONITOR WITH THE NEIGHBORING LOCAL OPERATOR INTERFACE (HMI). GE WILL ALSO PROVIDE A DEDICATED UPS, SIZED ONLY TO ACCOMMODATE THE uOSM. THE MONITORING SERVICE DOES NOT NECESSITATE OPERATOR INTERACTION FROM THE SITE. GE REQUIRES THAT THE CUSTOMER SUPPLY TWO DEDICATED ANALOG PHONE LINES TO THE uOSM (NO LONG DISTANCE CHARGES) TO ALLOW MONITORING TO BE CONDUCTED. FOR MULTI-UNIT SITES WITH MORE THAN ONE uOSM, ADDITIONAL PHONE LINES MAY BE REQUIRED. IN THE EVENT THAT A CSA IS SIGNED, THE ADDITION OF A HIGH SPEED CONNECTION MAY BE REQUIRED (AT GE EXPENSE), IN ADDITION TO THE ANALOG PHONE LINES, IN ORDER TO ACCOMMODATE CERTAIN SITE CIRCUMSTANCES AND ENSURE CONTINUED MONITORING. THE HARDWARE AND SOFTWARE THAT IS INSTALLED FOR REMOTE MONITORING PURPOSES REMAINS THE PROPERTY OF GE AND WILL BE REMOVED OR OTHERWISE DISABLED AT THE COMPLETION OF THE MONITORING PERIOD (UNLESS EXTENDED MONITORING HAS BEEN FURTHER NEGOTIATED).
- ALL OPERATOR INTERFACES (HMI AND UOSM) ARE TO BE LOADED WITH HARDWARE AND SOFTWARE SPECIFIED BY GE ENERGY ONLY. THE INSTALLATION OF ANY SOFTWARE OR HARDWARE NOT AUTHORIZED BY GE ENERGY MAY CAUSE NETWORK INTERFACE PROBLEMS AND COULD VOID GE WARRANTY AGREEMENTS
- THE CUSTOMER AGREES BY USE OF THE GE CONTROL SYSTEM THAT THE TOOLS, SOFTWARE, COPYRIGHTED OPERATOR STATION SCREENS, DRAWINGS, SCHEMATICS, LOGIC, AND OTHER INTELLECTUAL PROPERTY PROVIDED WITH GE'S CONTROL SYSTEMS, OPERATOR STATIONS, AND RELATED COMPONENTS ARE PROPRIETARY INFORMATION OWNED BY GE OR OTHER PARTIES, PROTECTED BY LAW, AND LICENSED TO THE CUSTOMER FOR THEIR USE ON THEIR SPECIFIC PROJECT APPLICATION ONLY. THE CUSTOMER IS EXPRESSLY FORBIDDEN FROM REVERSE ENGINEERING, DECOMPILING, OR OTHERWISE DERIVING THE SOURCE OF THE PROPRIETARY INFORMATION THROUGH ANY MEANS OR FROM REPRODUCING, DISTRIBUTING, DISCLOSING, OR ALLOWING ACCESS TO ANY GE PROPRIETARY INFORMATION, IN ANY FORM, TO ANY THIRD PARTY, WITHOUT GE'S PRIOR WRITTEN PERMISSION. SUCH AUTHORIZATION WILL LIKELY REQUIRE AN AGREEMENT BETWEEN GE AND THE THIRD PARTY.



© COPYRIGHT 2007 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.

THIS DOCUMENT SHALL BE REVISED IN ITS ENTIRETY. ALL SHEETS OF THIS DOCUMENT ARE THE SAME REVISION LEVEL AS INDICATED IN THE REVISION BLOCK.

REVISIONS			
REV	DESCRIPTION	DATE	
A	REMOVE UNIT 2	06-03-03	AMT
B	UPDATE PER CFM COMMENTS	06-04-28	AMT
C	UPDATED PER DCI06021654 AND ADDED NTP TIME SERVER	06-08-28	KME
D	UPDATED PER DCI07000795	07-02-09	DNV

ASSY, REMOTE CONTROL SYS
DESIGN MEMO: GR1007
GENERATOR: 337x388
MODEL LIST: 4108
CUSTOMER: TERMOBARRANCAS

LIST OF COMPLEMENTARY DOCUMENTS											
D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	REV	REV STATUS OF SHEETS
10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	SH	

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE
DIMENSIONS ARE IN INCHES TOLERANCES ON 2 PL DECIMALS ± 3 PL DECIMALS ± ANGLES ± FRACTIONS ±	DRAWN MARISA STEPHENS	05-12-01
	CHECKED MARISA STEPHENS	05-12-01
	ENGRG MARISA STEPHENS	05-12-01
	ISSUED KERRIE LOKENBERG	05-12-02
APPLIED PRACTICES		
SIM TO:		

GENERAL ELECTRIC COMPANY
GE Power Generation

ASSY, REMOTE CONTROL SYS **4108**

FIRST MADE FOR: **ML- 7A1WFA358-1**

SIZE **B** CAGE CODE DWG NO **361B3180**

SCALE SHEET **1**



MARK VI MAX CASE EQUIPMENT LIST

ETHERNET EQUIPMENT			
ID #	DESCRIPTION	IDENT.	SUPPLIER
1	FIBER OPTIC CABLE (MULTI-MODE)	352A6452	BY CUSTOMER
2	FIBER OPTIC CONNECTOR (TYPE SC)	377A2080	BY CUSTOMER
3	FIBER OPTIC CONN. ASM KIT (TYPE SC, ONE PER SITE)	377A2081	BY CUSTOMER
4	CAT-5 UTP ETHERNET CABLE (10 BASE-T) (SEE NOTE 3)	-	BY GE
5	CAT-5 UTP ETHERNET CABLE CONNECTOR (RJ-45) (SEE NOTE 3)	-	BY GE
6	10 BASE-2 ETHERNET CABLE (RG-58 COAXIAL)	-	-
7	10 BASE-2 CONNECTOR (RG-58 COAXIAL)	-	-
8	RS-232 MODBUS CABLE	-	-
9	RS-232 MODBUS CABLE (FROM HMI TO FIRST LDDS)	-	-
10	RS-232 MODBUS MODEM (LDDS) OR RS-485 CONVERTERS	-	-

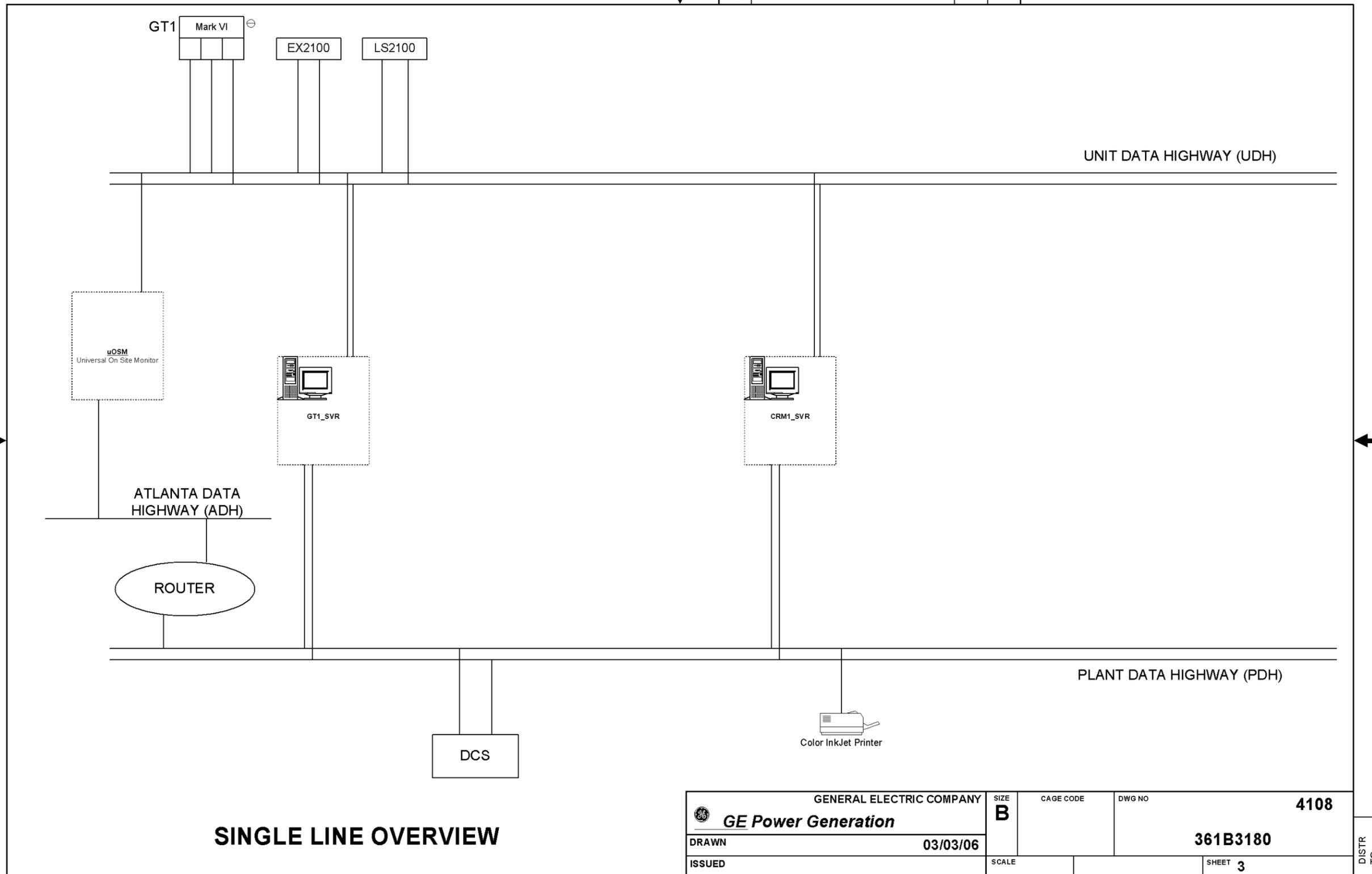
ETHERNET EQUIPMENT			
ID #	DESCRIPTION	IDENT.	SUPPLIER
11	CROSSOVER UTP CABLE (3FT PRETERMINATED LENGTHS)	-	BY GE
12	MONITOR SWITCH	-	BY GE
13	DEDICATED ANALOG PHONE LINE #1 (TWO WAY)	-	BY CUSTOMER
14	DEDICATED ANALOG PHONE LINE #2 (TWO WAY)	-	BY CUSTOMER
15	MEDIA CONVERTER (SEE NOTES 5)	-	-
16	NETWORK INTERFACE CARD (NIC)	-	BY GE
17	SINGLE FIBER PORT; ETHERNET SWITCH (SEE NOTE 5)	-	-
18	DUAL FIBER PORT; ETHERNET SWITCH (SEE NOTE 5)	-	-
19	MULTIPLE FIBER PORT; ETHERNET SWITCH (SEE NOTE 5)	-	-
20	-	-	-

MK VI ETHERNET EQUIPMENT			
ID #	DESCRIPTION	IDENT.	SUPPLIER
21	DUAL FIBER PORT; VLAN ETHERNET SWITCH (SEE NOTE 5)	-	BY GE
22	MULTIPLE FIBER PORT; VLAN ETHERNET SWITCH (SEE NOTE 5)	-	-
23	DUAL FIBER PORT; PARTIAL VLAN ETHERNET SWITCH (SEE NOTE 5)	-	-
24	TRANSCEIVER (SEE NOTE 5)	-	BY GE
25	ROUTER (SEE NOTE 5)	-	BY GE
26	FIBER OPTIC CONNECTOR (TYPE ST)	352A6500	-
27	FIBER OPTIC CONN. ASM KIT (TYPE ST, ONE PER SITE)	352A6501	-
28	-	-	-
29	-	-	-
30	-	-	-
*	UNIVERSAL NETWORK EQUIPMENT DIMENSIONS	382A6825 Rev A	BY GE

NOTE: THE EQUIPMENT LISTED APPLIES TO SHEETS 1 THROUGH 5 ONLY.

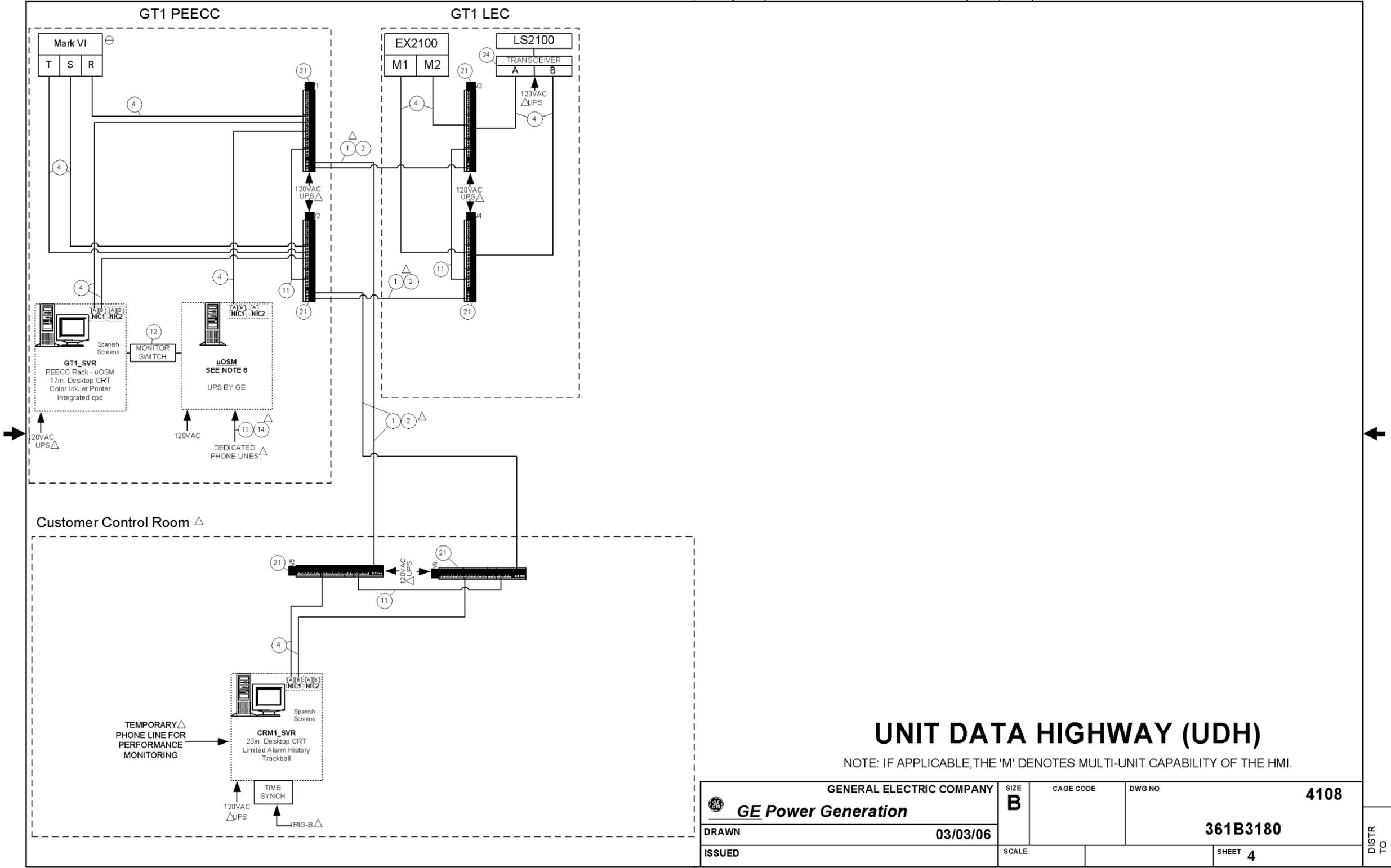
DISTR TO





SINGLE LINE OVERVIEW

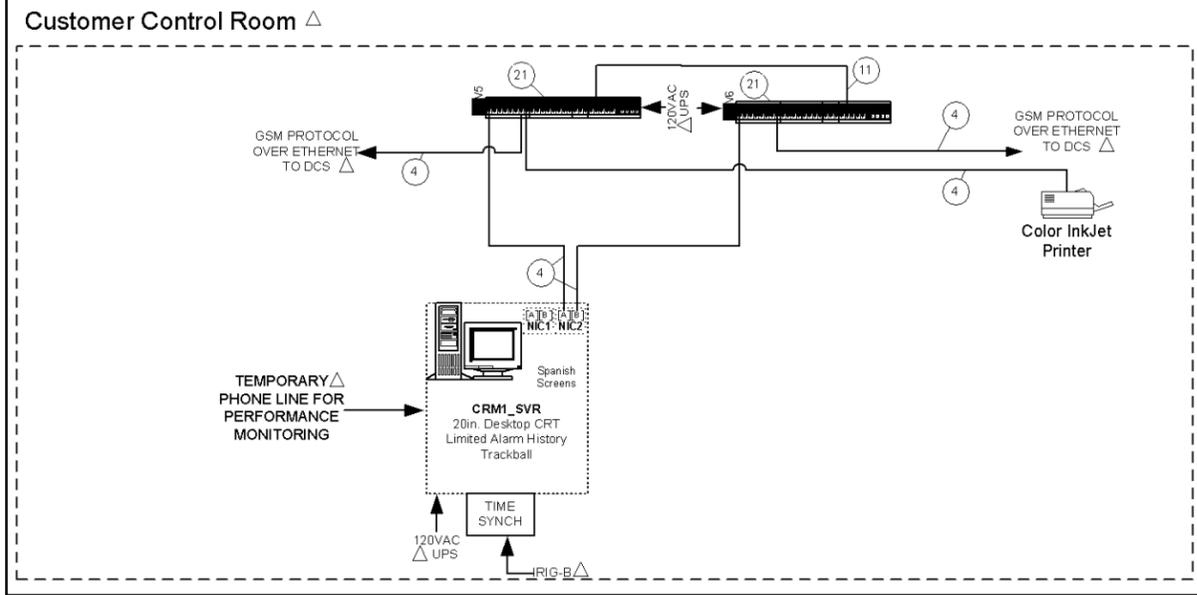
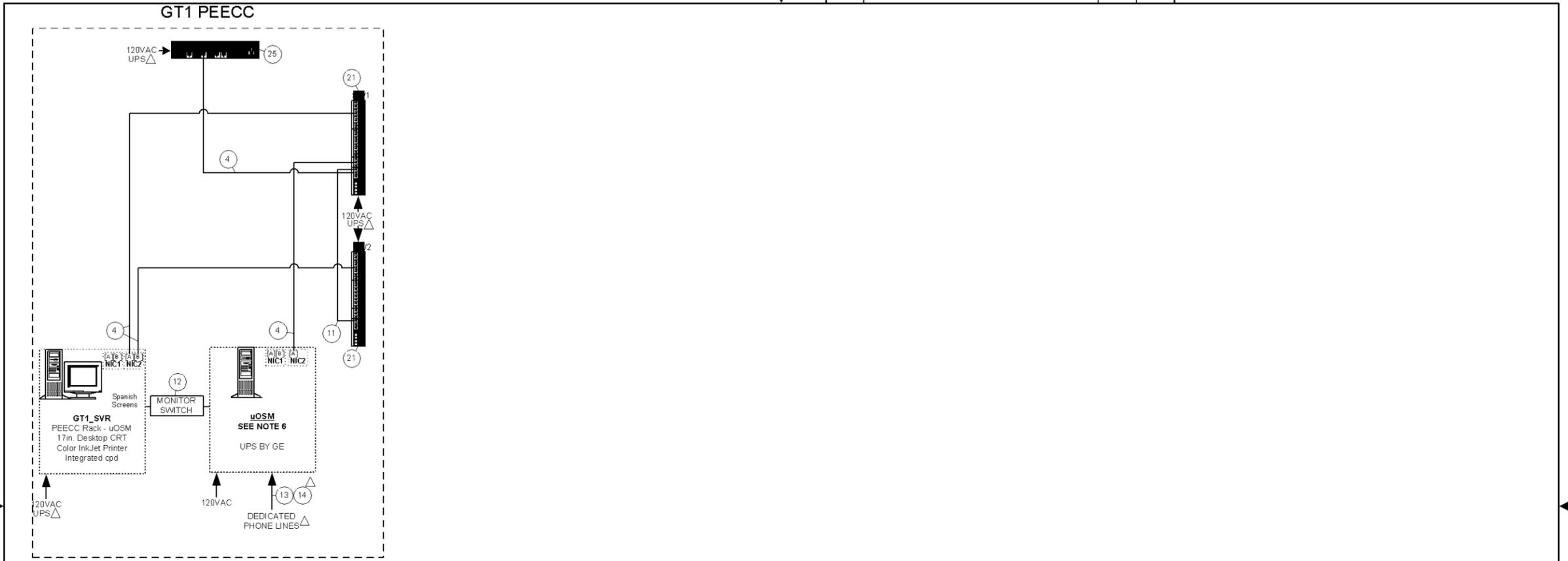
GENERAL ELECTRIC COMPANY		SIZE B	CAGE CODE	DWG NO. 4108
GE Power Generation				
DRAWN	03/03/06	DWG NO. 361B3180		DISTR TO
ISSUED		SCALE	SHEET 3	



UNIT DATA HIGHWAY (UDH)

NOTE: IF APPLICABLE, THE 'M' DENOTES MULTI-UNIT CAPABILITY OF THE HMI.

GENERAL ELECTRIC COMPANY GE Power Generation		SIZE B	CAGE CODE	DWG NO 4108
DRAWN 03/03/06	DWG NO 361B3180			SHEET 4
ISSUED	SCALE			DISTR TO

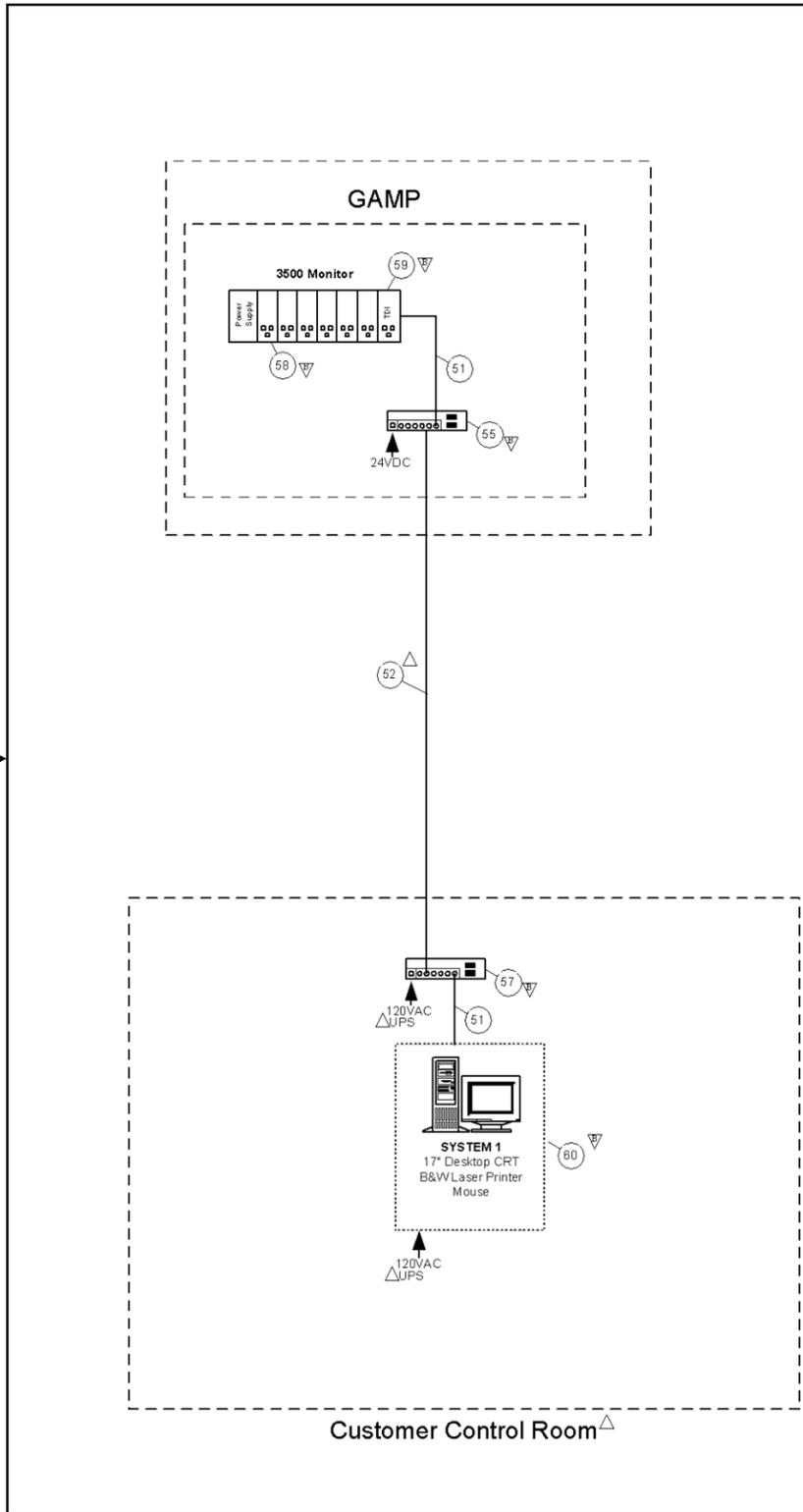


PLEASE NOTE THAT SWITCHES AND HMI'S SHOWN HERE ARE REPRESENTATIVE OF THE SAME EQUIPMENT SHOWN ON THE UDH PAGE. THIS SHEET IS BEING USED TO SHOW THE PDH CONNECTIONS REQUIRED INTERNAL TO THE PEECC AND CONTROL ROOM AND WITH THE CUSTOMER DCS.

PLANT DATA HIGHWAY (PDH)

NOTE: IF APPLICABLE, THE 'M' DENOTES MULTI-UNIT CAPABILITY OF THE HMI.

GENERAL ELECTRIC COMPANY		SIZE B	CAGE CODE	DWG NO	4108
GE Power Generation				361B3180	
DRAWN	03/03/06	SCALE		SHEET 5	DISTR TO
ISSUED					

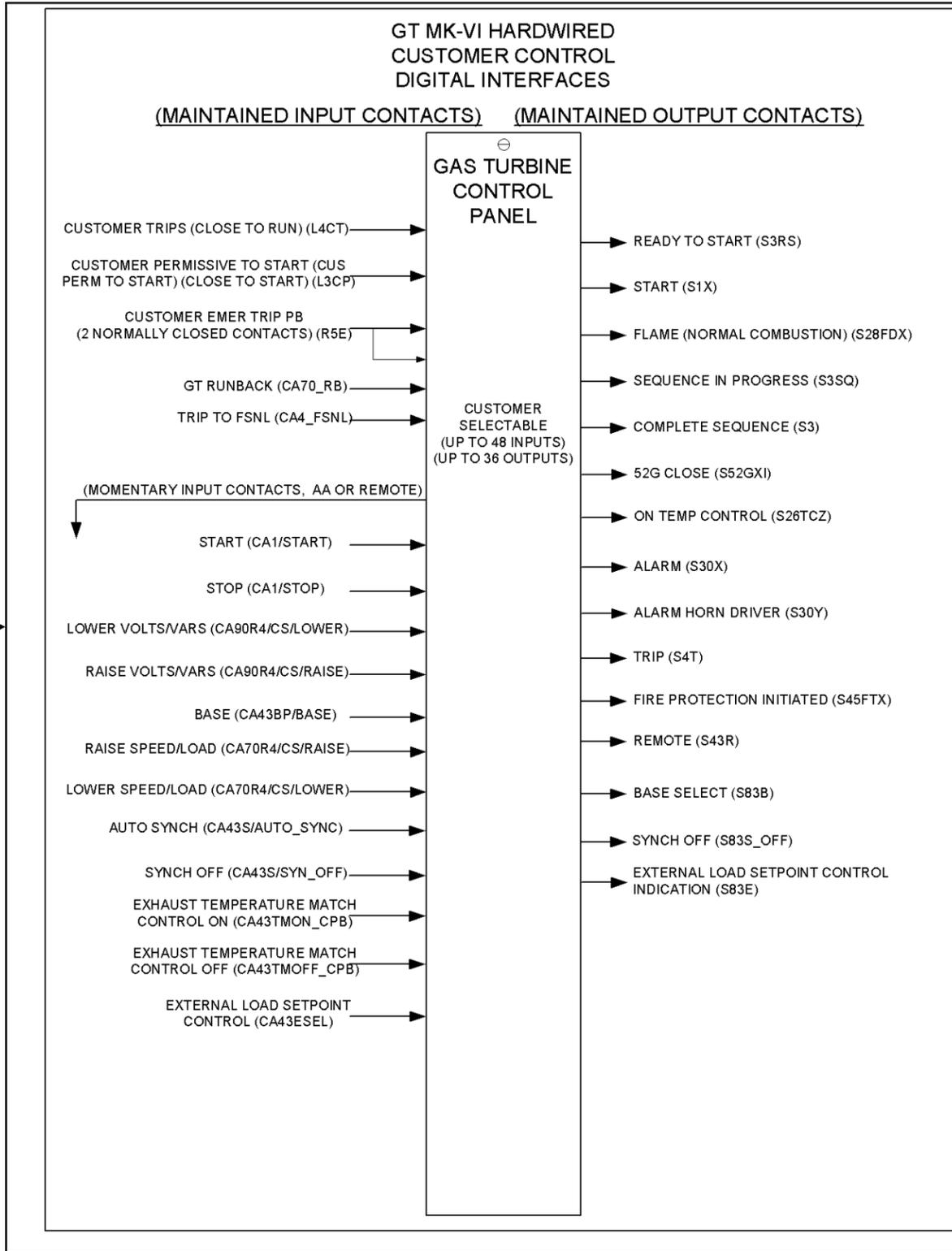


BENTLY NEVADA / ADH EQUIPMENT LIST

ID #	DESCRIPTION	QTY.	SUPPLIER
51	ETHERNET UTP 10 BASE-T CABLE	3	BY GE
52	FIBER OPTIC CABLE (MULTIMODE W/ SC CONNECTORS)	1	BY CUSTOMER
53	DEDICATED PHONE LINE #1 (TWO-WAY)	-	-
54	CROSSOVER UTP CABLE	-	-
55	HUB-SINGLE FIBER OPTIC PORT W/ 10 BASE-T PORTS (24VDC)	1	BY GE/BN
56	HUB-SINGLE FIBER OPTIC PORT W/ 10 BASE-T PORTS (120VAC)	-	-
57	HUB-MULTIPLE FIBER OPTIC PORT W/ 10 BASE-T PORTS (120VAC)	1	BY GE/BN
58	3500 MONITOR RACK (15 POSITIONS)	1	BY GE/BN
59	RACK INTERFACE MODULE TRANSIENT DATA INTERFACE (TDI)	1	BY GE/BN
60	SYSTEM 1	1	BY GE/BN
61	MODBUS CABLE RS-422 (FROM BENTLY TO RS-422/232 CONVERTER)	-	-
62	MODBUS RS-422/232 CONVERTER (SEE NOTE 2A)	-	-
63	MODBUS RS-232 CABLE FROM RS-422/232 CONVERTER TO OSM (3m MAX LENGTH)	-	-
64	MODBUS RS-485 CABLE FROM 3300 MONITOR TO OSM	-	-
65	MODBUS RS-232/485 CONVERTER (SEE NOTE 2A)	-	-
66	RS-485 CABLE FROM TDXNET TO RS-232/485 CONVERTER	-	-
67	FEMALE MICRODRIVERS	-	-
68	15 PIN MALE CONNECTOR KIT	-	-
69	25 PIN MALE CONNECTOR KIT	-	-
70	FEMALE DB9 CONNECTOR KIT	-	-
71	INSERTION / EXTRACTION TOOL (1 REQUIRED PER SITE)	-	-

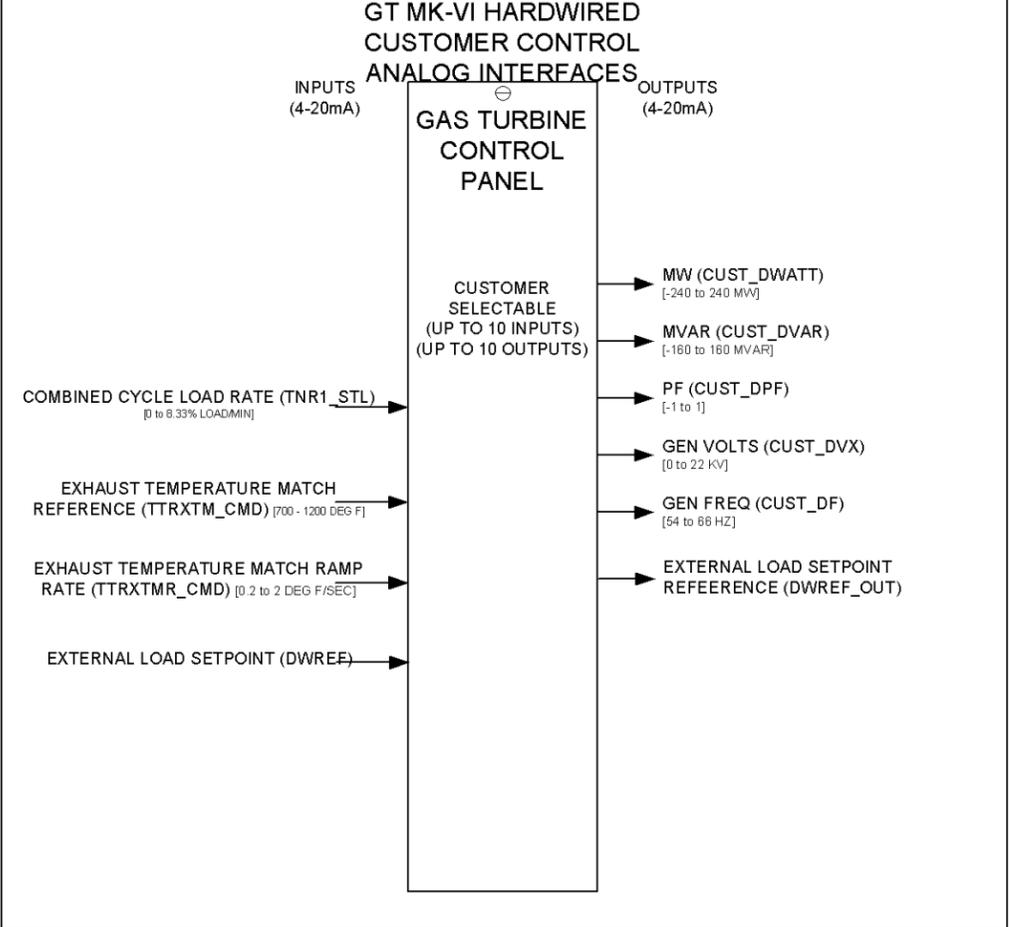
NOTES FOR THIS SHEET:
 1A. THIS NETWORK HARDWARE, IF SUPPLIED BY GE, IS SHIPPED LOOSE. THIS HARDWARE IS LOCATED AND INSTALLED BY GE ENERGY SERVICES.
 2A. THE ▽ SYMBOL DEFINES EQUIPMENT PURCHASED BY GE THROUGH BENTLY NEVADA.

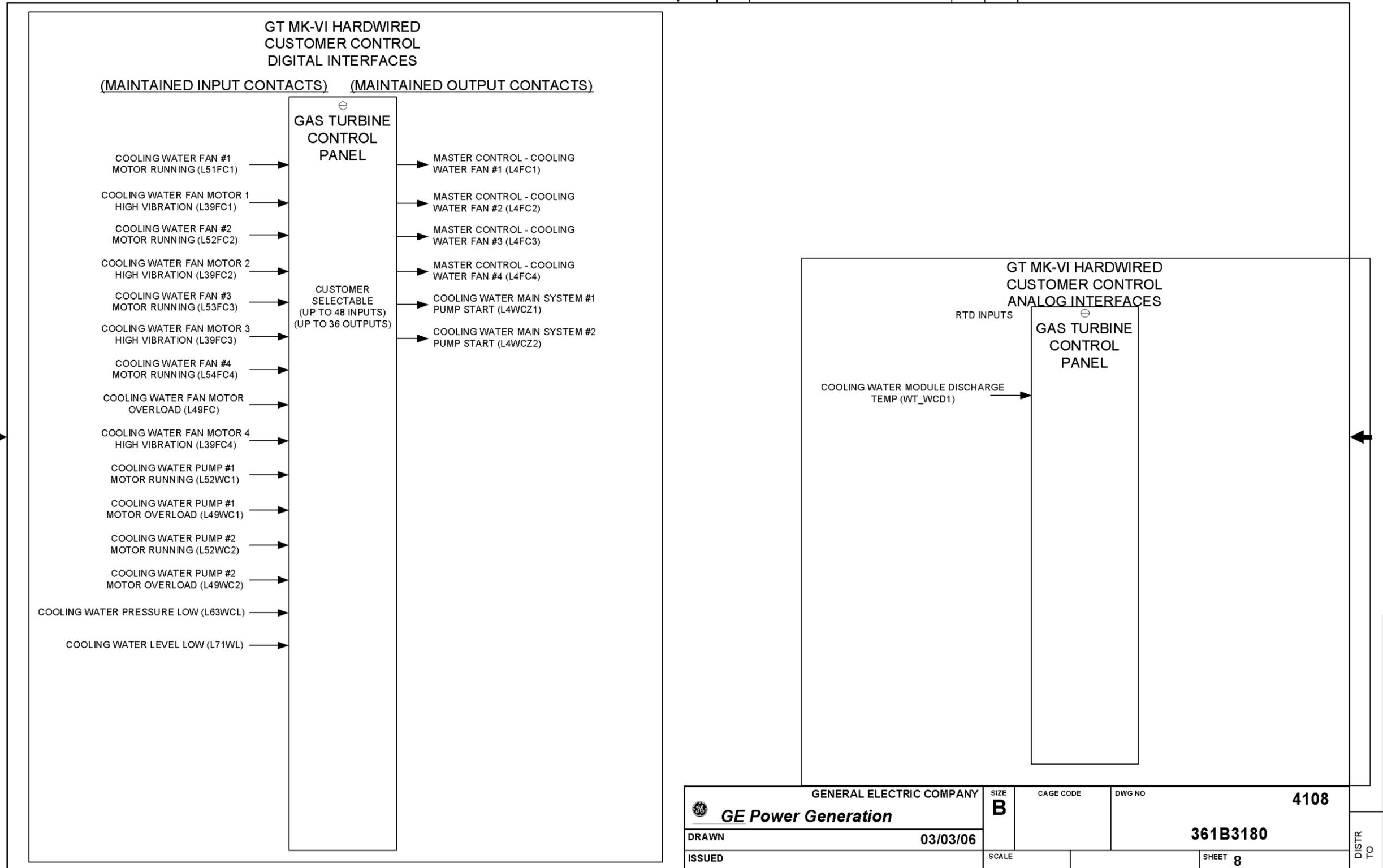
GENERAL ELECTRIC COMPANY		SIZE B	CAGE CODE	DWG NO. 4108
GE Power Generation				
DRAWN	03/03/06		361B3180	
ISSUED		SCALE	SHEET 6	DISTR TO



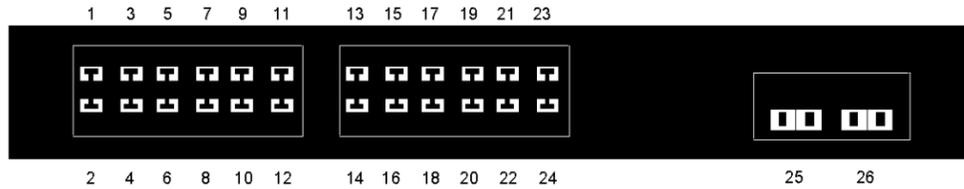
NOTES FOR THIS SHEET:

1. ALL CONTACT INPUTS AND OUTPUTS ARE NORMALLY OPEN (CLOSED TO INITIATE/ FUNCTION IS TRUE) UNLESS OTHERWISE SPECIFIED.
 - CONTACT INPUTS ARE RATED 125VDC.
 - CONTACT OUTPUTS ARE DRY FORM "C" CONTACTS, RATED 125VDC 0.2 AMP INDUCTIVE (120/240VAC, 2.0 AMP INDUCTIVE).
 - MOMENTARY MEANS THAT THE CONTACT CLOSURE IS TO EXIST FOR A MINIMUM OF 0.25 SEC.
 - RAISE/LOWER INPUTS WILL BUMP THE INTERNAL SETPOINT ACCORDING TO A FIXED RAMP FUNCTION AS LONG AS THE CONTACT CLOSURE IS PRESENT.
2. THE MOMENTARY CONTACT INPUTS CAN BE DESIGNATED AS ALWAYS ACTIVE (AA) OR THEY CAN BE PROGRAMMED TO ONLY BE ACTIVE WHEN REMOTE CONTROL IS SELECTED BY THE OPERATOR FROM ONE OF THE HMI'S (REMOTE).





GENERAL ELECTRIC COMPANY		SIZE	CAGE CODE	DWG NO.	4108
GE Power Generation		B			
DRAWN	03/03/06			361B3180	
ISSUED		SCALE		SHEET 8	DISTR TO



GT1 PEECC - SWITCH 1

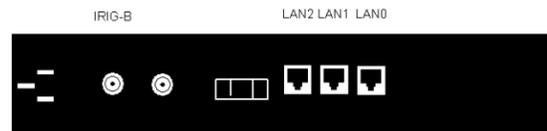
	PDH	UDH	ADH	TRUNK
GT1_SVR	1	9	-	-
MARK VI -R	-	10	-	-
-S	-	-	-	-
-T	-	-	-	-
uOSM	-	16	17	-
ROUTER	-	-	-	21
F/O to Control Room	-	-	-	25
F/O to LEC	-	-	-	26
Switch Spanning Port	-	-	-	20
Spare Ports	2 - 8	11 - 15	18 - 19	22 - 24

GT1 PEECC - SWITCH 2

	PDH	UDH	ADH	TRUNK
GT1_SVR	1	9	-	-
MARK VI -R	-	-	-	-
-S	-	11	-	-
-T	-	12	-	-
F/O to Control Room	-	-	-	25
F/O to LEC	-	-	-	26
Switch Spanning Port	-	-	-	20
Spare Ports	2 - 8	10, 13 - 16	17-19	21 - 24

GT1 LEC - SWITCH 3 & 4

	PDH	UDH	ADH	TRUNK
Excitation	-	13	-	-
Static Starter	-	14	-	-
F/O to PEECC	-	-	-	26
Switch Spanning Port	-	-	-	20
Spare Ports	1 - 8	9 - 12, 15 - 16	17 - 19	21 - 25



NTP Time Server Connections

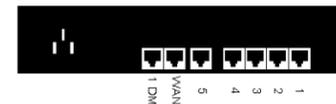
- IRIG-B - Customers IRIG-B Connection (BNC)
- LAN 0 - Plant Data Highway (PDH)
- LAN 1 - Unit Data Highway (UDH)
- LAN 2 - Unused

CUSTOMER CONTROL ROOM - SWITCH 5

	PDH	UDH	ADH	TRUNK
CRM1_SVR	1	9	-	-
Color InkJet Printer	7	-	-	-
GSM to DCS	8	-	-	-
F/O to PEECC 1	-	-	-	25
Switch Spanning Port	-	-	-	20
Spare Ports	2 - 6	10 - 16	17 - 19	21 - 24, 26

CUSTOMER CONTROL ROOM - SWITCH 6

	PDH	UDH	ADH	TRUNK
CRM1_SVR	1	9	-	-
GSM to DCS	8	-	-	-
F/O to PEECC 1	-	-	-	25
Switch Spanning Port	-	-	-	20
Spare Ports	2-7	10 - 16	17 - 19	21 - 24, 26



ROUTER PORT IDENTIFICATIONS:

- LAN 1 TRUNK PORT USED TO TIE TO A VLAN ETHERNET SWITCH
- LAN 2 NOT USED
- LAN 3 NOT USED
- LAN 4 NOT USED
- LAN 5 NOT USED
- WAN NOT USED
- 1DM NOT USED

PORT IDENTIFICATIONS

GENERAL ELECTRIC COMPANY		SIZE B	CAGE CODE	DWG NO 4108
GE Power Generation				
DRAWN	03/03/06	361B3180		
ISSUED		SCALE	SHEET 9	DISTR TO

PDH Addresses for HMI Servers

IP ADDRESS	NAME	DESCRIPTION	LOCATION
192.168.201.2	GT1_SVR	Local HMI for GT1	PEECC 1
192.168.201.14	CRM1_SVR	Remote HMI #1	Customer Control Room

UDH Addresses for GT #1

IP ADDRESS	NAME	DESCRIPTION	LOCATION
192.168.101.111	G1-R	GT1 <R> Controller	PEECC 1
192.168.101.112	G1-S	GT1 <S> Controller	PEECC 1
192.168.101.113	G1-T	GT1 <T> Controller	PEECC 1
192.168.101.110	SS1	GT 1 Static Starter	LEC 1
192.168.101.116	E1	GT1 Primary EX2100	LEC 1
192.168.101.117	E1R	GT1 Secondary EX2100	LEC 1

PDH Addresses for Network Switches

IP ADDRESS	NAME	DESCRIPTION	LOCATION
192.168.201.249	SW1	Network Switch 1	PEECC 1
192.168.201.248	SW2	Network Switch 2	PEECC 1
192.168.201.247	SW3	Network Switch 3	LEC 1
192.168.201.246	SW4	Network Switch 4	LEC 1
192.168.201.245	SW5	Network Switch 5	Customer Control Room
192.168.201.244	SW6	Network Switch 6	Customer Control Room
192.168.201.254	ROUTER1	System Router1	PEECC 1

UDH Addresses for HMI Servers

IP ADDRESS	NAME	DESCRIPTION	LOCATION
192.168.101.2	UGT1_SVR	Local HMI for GT1	PEECC 1
192.168.101.14	UCRM1_SVR	Remote HMI #1	Customer Control Room

IP ADDRESSING

 GENERAL ELECTRIC COMPANY GE Power Generation		SIZE B	CAGE CODE	DWG NO 4108
DRAWN 03/03/06	361B3180			DISTR TO
ISSUED	SCALE	SHEET 10		

PRINCIPIOS DEL SISTEMA DE CONTROL SPEEDTRONIC™ MARK VI

El control SPEEDTRONIC™ Mark VI contiene diversos sistemas de control, protección y secuenciación diseñados para la operación confiable y segura de la turbina de gas. El objetivo de este capítulo es describir cómo se abordan los requisitos de la turbina de gas usando diagramas de bloques simplificados y diagramas de una línea de los sistemas de control, protección y secuenciación del SPEEDTRONIC Mark VI. Como referencia se usa una turbina de gas accionada por generador.

SISTEMA DE CONTROL

Diseño básico

El control de la turbina de gas se realiza mediante las funciones de arranque, aceleración, velocidad, temperatura, parada y control manual que se ilustran en la Figura 1. Los sensores monitorean la velocidad, la temperatura de gases de escape, la presión de descarga del compresor y otros parámetros de la turbina para determinar las condiciones de funcionamiento de la unidad. Cuando sea necesario alterar las condiciones de funcionamiento de la turbina debido a cambios en la carga o en las condiciones ambientales, el control modula el flujo de combustible a la turbina de gas. Por ejemplo, si la temperatura de los gases de escape tiende a superar su valor permisible para una condición de funcionamiento determinada, el sistema de control de la temperatura reduce el combustible que se alimenta a la turbina y limita así la temperatura de los gases de salida.

Se detectan las condiciones de funcionamiento de la turbina y se utilizan como señales de realimentación al sistema de control SPEEDTRONIC. Hay tres lazos de control principales, de arranque, de velocidad y de temperatura, que pueden estar a cargo del control durante el funcionamiento de la turbina. La salida de estos lazos de control se conecta a un circuito de puerta de valor mínimo como se muestra en la Figura 1. Los modos secundarios de control de aceleración, FSR manual y de parada funcionan de modo similar.

La Referencia de carrera de combustible (Fuel Stroke Reference FSR) es la señal de comando para el flujo de combustible. La compuerta de selección de valor mínimo conecta las señales de salida de los seis modos

de control al controlador FSR, y se permite que la menor salida de FSR de los seis lazos de control pase por la compuerta al sistema de control de combustible como FSR controladora. La FSR controladora establecerá la entrada de combustible a la turbina al régimen que requiera el sistema que controla. Sólo un lazo de control tendrá el control en cualquier momento dado, y el lazo de control que esté controlando la FSR aparecerá en el <HMI>.

La Figura 2 muestra un esquema más detallado de los lazos de control. Esto puede referenciarse durante la explicación de cada lazo para mostrar la forma de interfaz.

Secuencia y control de arranque y parada

El control de arranque lleva a la turbina de gas de velocidad cero a la velocidad de operación con seguridad, proporcionando el combustible adecuado para establecer la llama, acelerar la turbina y hacer todo de tal manera que se reduzca al mínimo la fatiga de ciclo bajo de las piezas de gas calientes durante la secuencia. Eso implica la secuenciación adecuada de las señales de comando a los accesorios, al dispositivo de arranque y al sistema de control del combustible. Dado que un arranque seguro y satisfactorio depende del funcionamiento adecuado del equipo de la turbina de gas, es importante comprobar el estado de los dispositivos seleccionados de la secuencia. Gran parte de los circuitos de lógica de control está asociada no sólo con los dispositivos de control de actuación, sino también con habilitar los circuitos de protección y obtener condiciones de permisivos antes de continuar.

La turbina de gas usa un sistema de encendido estático mediante el cual el generador funciona como motor de arranque. Se usa un engrane giratorio para el desprendimiento del rotor.

En esta descripción se ofrecen valores generales para la configuración de control con objeto de ayudar a la comprensión del sistema de operación. Los valores reales de la configuración de control se proporcionan en las Especificaciones de control de cada máquina concreta.

Detectores de velocidad

Parte importante del control de la secuencia de arranque y parada de la turbina de gas es la detección adecuada de la velocidad. La velocidad de la turbina se mide mediante tomas magnéticas y se analizará bajo control de la velocidad.

Habitualmente se usan los siguientes detectores de velocidad y relés de velocidad:

- L14HR Velocidad cero (aprox. 0% de velocidad)
- L14HM Velocidad mínima (aprox. 16% velocidad)
- L14HA Velocidad de aceleración (aprox. 50% velocidad)
- L14HS Velocidad de funcionamiento (aprox. 95% velocidad)

El detector de velocidad cero, L14HR, proporciona la señal cuando la flecha de la turbina empieza a girar o deja de hacerlo. Cuando la velocidad de la flecha está por debajo de 14HR, o a velocidad cero, L14HR detecta (a prueba de fallas) y la lógica del permisivo inicia la operación del engrane giratorio o la operación de rotación lenta durante la secuencia de arranque automático de la turbina.

El detector de velocidad mínima L14HM indica que la turbina ha alcanzado la velocidad mínima de encendido e inicia el ciclo de purga previo a la introducción del combustible y el encendido. La desexcitación del relé de velocidad mínima L14HM proporciona varias funciones de permisivo en el reencendido de la turbina de gas después de una parada.

La toma del relé de velocidad de aceleración L14HA indica cuando la turbina ha llegado aproximadamente al 50 por ciento de la velocidad. Esto indica que el arranque de la turbina está avanzando e iniciando determinadas características de protección.

La toma del sensor de alta velocidad L14HS indica cuando la turbina tiene su velocidad correcta y que casi ha finalizado la secuencia de aceleración. Esta señal proporciona la lógica para varias secuencias de control como la parada de las bombas auxiliares de aceite lubricante y el inicio de los sopladores de la coraza de la turbina y de la estructura del escape.

Si la turbina o el generador se desaceleraran durante una situación de subfrecuencia, el L14HS se desenganchará en el ajuste de velocidad de subfrecuencia. Después de que se desenganche el L14HS, el interruptor del generador se disparará abriéndose y la Referencia de velocidad de la turbina (TNR) se restaurará a 100.3%. Conforme la turbina acelere, el L14HS se enganchará de nuevo, y la turbina necesitará entonces otra señal de arranque antes de que el generador intente autosincronizarse de nuevo con el sistema.

Los valores reales de los relés de velocidad se indican en la Especificación de control y están programados en los procesadores <RST> como constante de control EEPROM.

CONTROL DE ARRANQUE

El control de arranque funciona como un control de bucle abierto que usa niveles preestablecidos de la señal de comando de combustible, FSR. Los niveles son: "ZERO" (cero), "FIRE" (encender), "WARMUP" (calentar), "ACCELERATE" (acelerar) y "MAX" (máximo). Las Especificaciones de control proporcionan los valores correctos calculados para el combustible que se prevé en el sitio. Los niveles de FSR se establecen como Constantes de control en el control de arranque de SPEEDTRONIC Mark VI.

Las señales de control de arranque FSR funcionan a través de la puerta de valor mínimo para garantizar que otras funciones de control puedan limitar la FSR según sea necesario.

Las señales de comando de combustible las genera el software de arranque de control SPEEDTRONIC. Además de los tres niveles de arranque activos, el software establece una FSR máxima y mínima y permite el control manual de la FSR. Hacer clic en los botones de "MAN FSR CONTROL" y "FSR GAG RAISE OR LOWER" permite el ajuste manual de la configuración de la FSR entre FSRMIN y FSRMAX.

Mientras la turbina está detenida, se hacen comprobaciones electrónicas del sistema de combustible y las válvulas de control, los accesorios y los suministros de voltaje. Al ocurrir esto, aparecerá "SHUTDOWN STATUS" en el <HMI>. La activación del Interruptor de operación maestro (L43) de "OFF" a un modo de operación, activará el circuito de preparación. Si se restauran todos los circuitos de protección y los cierres de disparo, aparecerán los mensajes "STARTUP STATUS" y "READY TO START", indicando que la turbina aceptará una señal de arranque. Al hacer clic en

el Interruptor de control maestro Master Control Switch (L1 S) "START" y "EXECUTE" introducirá la señal de inicio en la secuencia lógica.

La señal de inicio energiza el circuito de Control maestro y protección (el circuito "L4") y pone en marcha el equipo auxiliar necesario. El circuito "L4" permite la presurización del sistema de aceite de disparo. Con el circuito "L4" permisivo y el embrague de arranque enganchado automáticamente, el dispositivo de arranque empieza a girar. El mensaje de estado de arranque "STARTING" se mostrará en el <HMI>. Vea el punto "A" en la Curva común de arranque Figura 3.

El embrague de arranque es un embrague positivo de engranajes de arrastre que se desembraga en el modo de desprendimiento y se arrastra cuando el rotor de la turbina supera la velocidad del engranaje giratorio.

Cuando la turbina se 'desengancha' el engrane giratorio rotará el rotor de la turbina de 5 a 7 rpm. Al iniciar su secuencia el arrancador estático y acelerar el rotor, el embrague de arranque desenganchará automáticamente el engrane giratorio del rotor de la turbina. La velocidad del relé de turbina LI 4HM indica que la turbina está girando a la velocidad necesaria para una correcta purga y encendido en las cámaras de combustión. Las unidades de encendido por gas que tienen configuraciones de escape que pueden captar las filtraciones de gas (es decir, las calderas) tienen un cronómetro de purga, L2TV, que se inicia con la señal L14HM. El tiempo de purga se configura para permitir de tres a cuatro cambios de aire por la unidad para asegurarse de que se haya purgado del sistema toda mezcla de combustible. El medio de arranque mantendrá la velocidad hasta que L2TV haya completado su ciclo. Las unidades que no tienen sistemas de escape amplios pueden no tener un cronómetro de purgas, sino que dependen del ciclo de encendido y el tiro natural para purgar el sistema.

La señal LI 4HM o la finalización del ciclo de purga (L2TVX) 'habilita' el flujo de combustible, el encendido, establece el nivel de encendido FSR e inicia el cronómetro de encendido L2F. Véase el punto "B" en la Figura 3. Cuando las señales de salida del detector de llamas indiquen que se ha establecido la llama en las cámaras de combustión (L28FD), el cronómetro de calentamiento L2W se inicia y la señal de comando de combustible se reduce al nivel FSR de "WARM-UP". El tiempo de calentamiento se proporciona para minimizar los esfuerzos térmicos de las partes de la ruta del gas caliente en la fase inicial del arranque.

Si no se establece una llama para cuando agota su tiempo el cronómetro L2F, comúnmente 60 segundos, se detiene el flujo del combustible. Se le puede dar a la unidad otra señal de inicio, pero el cronómetro L2TV retrasará el encendido para evitar la acumulación de combustible en los intentos sucesivos. Esta secuencia ocurre incluso en unidades que no requieren de una purga inicial del L2TV .

Al finalizar el período de calentamiento (L2WX), el control de arranque sube en rampa la FSR a una velocidad predeterminada hasta el valor de "ACCELERATE LIMIT". El ciclo de arranque se ha diseñado para moderar la temperatura de disparo más alta producida durante la aceleración. Esto se hace programando un lento aumento del FSR. Véase el punto "C" en la Figura 3. Conforme se aumenta el combustible, la turbina comienza la fase de aceleración del arranque. El embrague se mantiene aplicado en tanto el engrane giratorio le proporcione par de torsión a la turbina de gas. Cuando la turbina supera al engrane giratorio, el embrague se desacoplará, parando el engrane giratorio. El relé de velocidad L14HA indica que la turbina está acelerando.

La fase de arranque termina cuando la unidad alcanza la velocidad plena sin carga (véase el punto "D" en la Figura 3). Entonces, la FSR se controla mediante el lazo de velocidad y los sistemas auxiliares se paran automáticamente.

El software de control de arranque establece los niveles máximos permitidos de señales de FSR durante el arranque. Como se indicó antes, otros circuitos de control pueden reducir y modular la FSR para realizar sus funciones de control. En la fase de aceleración del arranque, el control de la FSR generalmente se transfiere a control de aceleración, que monitorea la tasa de aceleración del rotor. Es posible, pero no normal, que se alcance el límite de la temperatura de control. El visualizador <HMI> mostrará qué parámetro está limitando o controlando la FSR.

Parada con encendido

Una parada normal se inicia haciendo clic en el objetivo "STOP" (L1STOP) y "EXECUTE". Esto producirá la señal L94X. Si el interruptor del generador se cierra cuando se inicia la señal de parada, la Referencia de velocidad de la turbina (Turbine Speed Reference, TNR) cuenta hacia atrás para reducir la carga a la relación de carga normal hasta que el relé de fuerza en reversa funcione para abrir el interruptor del generador. La TNR continúa entonces su cuenta hacia atrás para reducir la

velocidad. Cuando se da la señal STOP, la referencia de parada de carrera de combustible (Fuel Stroke Reference, FSRSD) se fija igual a la FSR.

Cuando se abre el interruptor del generador, la FSRSD cae en rampa de la FSR existente hasta un valor igual a FSRMIN, el combustible mínimo necesario para mantener encendida la turbina. FSRSD se engancha a FSRMIN y disminuye con la velocidad corregida. Cuando la velocidad de la turbina cae por debajo de un umbral definido (Constante de control K60RB), la FSRSD sube en rampa a la pérdida de señal de un detector de llamas. La lógica secuenciadora recuerda qué detectores de llama estaban funcionando cuando se abrió el interruptor. Cuando cualquiera de los detectores de llama funcionales detecte una pérdida de llama, la FSRMIN/FSRSD disminuye a una mayor tasa hasta que ocurre el apagado de la llama, después de lo cual se detiene el flujo de combustible.

El paro encendido es una mejora sobre el anterior corte de combustible al caer L14HS. Manteniendo la llama baja a una velocidad menor hay una reducción significativa en el esfuerzo que se desarrolla en la parte de la ruta del gas caliente al momento del corte de combustible.

CONTROL DE VELOCIDAD

El Sistema de control de velocidad controla la velocidad y la carga del generador de turbina de gas como respuesta a la señal de la velocidad real de la turbina y la referencia de velocidad requerida. Al estar en control de velocidad, se mostrará el mensaje de modo de control "SPEED CTRL".

Señal de velocidad

Se usan tres sensores magnéticos para medir la velocidad de la turbina. Estos sensores de toma magnética (77NH-1,-2,-3) son dispositivos de gran salida que constan de un imán permanente rodeado de una cubierta herméticamente sellada. Las tomas se instalan en un anillo alrededor de una rueda de 60 dientes en el rotor del compresor de la turbina de gas. Con la rueda de 60 dientes, la frecuencia de la salida de voltaje en hertzios es exactamente igual a la velocidad de la turbina en revoluciones por minuto.

La salida de voltaje se ve afectada por el huelgo entre los engranes de la rueda y el extremo de la toma magnética. El huelgo entre el diámetro externo de la rueda dentada y la punta de la toma magnética debe mantenerse dentro de los límites indicados en las Especificaciones de control

(aprox. 0.05 de pulgada o 1.27 mm). Si el huelgo no se mantiene dentro de los límites indicados, puede distorsionarse la señal de pulso. En tal caso, el control de la velocidad de la turbina funcionaría respondiendo a una señal de realimentación de velocidad incorrecta.

La señal de las tomas magnéticas se lleva al panel del Mark VI, una toma magnética a cada uno de los controladores <RST>, donde la monitorea el software de control de velocidad.

Referencia de velocidad/carga

El software de control de velocidad cambiará la FSR en proporción a la diferencia entre la velocidad real del generador de turbina(TNH) y la referencia de velocidad requerida (TNR).

La velocidad requerida, TNR, determina la carga de la turbina. El rango de las turbinas de accionamiento del generador es normalmente del 95% (mín.) al 107% (máx.) de la velocidad. La referencia de velocidad de arranque es de 100.3% y se preestablece cuando se da una señal "START".

La turbina sigue a 100.3% de la TNH para la sincronización. En este punto, el operador puede elevar o disminuir la TNR, a su vez elevando o disminuyendo la TNH, mediante el interruptor 70R4CS en el panel de control del generador o haciendo clic en los botones del <HMI>, si fuera necesario. Consulte la Figura 4. Una vez que se cierre el interruptor del generador en la red eléctrica, la frecuencia de la red mantiene constante la velocidad. El flujo de combustible que supere el necesario para mantener la velocidad total sin carga dará como resultado que el generador produzca más energía. Por tanto, el lazo de control de velocidad se convierte en un lazo de control de carga y la referencia de velocidad es un control conveniente de la cantidad de carga que se desee aplicar a la unidad turbina-generador.

El control de atenuación de la velocidad es un control proporcional que cambia la FSR en proporción a la diferencia entre la velocidad real del generador de turbina y la referencia de velocidad. Cualquier cambio en la velocidad real (frecuencia de la red) causará un cambio proporcional en la carga de la unidad. Esta proporcionalidad es ajustable a la regulación deseada o "Atenuación". La relación velocidad contra FSR. se muestra en la Figura 4.

Si todo el sistema de la red tiende a estar sobrecargado, la frecuencia de la red (o la velocidad) disminuirá y causará un aumento en la FSR proporcional al valor de

atenuación. Si todas las unidades tienen la misma atenuación, todas compartirán equitativamente un aumento de carga. La coparticipación en la carga y la estabilidad del sistema son las principales ventajas de este método de control de la velocidad.

Normalmente se selecciona un 4% de atenuación y se calibra el punto de ajuste de modo que un 104% del punto de ajuste genere una referencia de velocidad que produzca una FSR que, a su vez, dé como resultado una carga de base a la temperatura ambiente para la que se ha hecho el diseño.

Al actuar en control de la atenuación, la configuración de FSR a velocidad plena sin carga requiere un flujo de combustible que sea suficiente para mantener la velocidad plena sin carga del generador. Al cerrar el interruptor del generador y elevar la TNR mediante elevar / disminuir, se aumenta el error entre la velocidad y la referencia. Este error se multiplica por una constante de ganancia que depende de la configuración de atenuación que se desea y se suma a la configuración FSNL FSR para producir la FSR necesaria para soportar más carga y así ayudar a mantener la frecuencia del sistema. Consulte las Figuras 4 y 5.

El límite mínimo de la FSR (FSRMIN) en el sistema del SPEEDTRONIC Mark VI evita que los circuitos de control de velocidad lleven a la FSR por debajo del valor que causaría la extinción de las llamas durante una condición transitoria. Por ejemplo, con un súbito rechazo de la carga en la turbina, el lazo del sistema de control de la velocidad trataría de devolver la señal de la FSR a cero, pero el valor FSR mínimo establece el nivel mínimo de combustible que evita la extinción de las llamas. El control de la temperatura o del arranque puede llevar a la FSR a cero y no se ve influido por la FSRMIN.

Sincronización

La sincronización automática se consigue usando algoritmos de sincronización programados como parte del software <RST> y <VPRO>. Las señales de voltaje del bus y el generador se alimentan al núcleo <VPRO> que contiene transformadores aisladores, y después se establecen en paralelo con <RST>. El software <RST> impulsa los relés de comprobación de sincronía y permisivo de sincronía, mientras que el <VPRO> proporciona el comando efectivo de cierre del interruptor. Véase la Figura 6.

Hay tres modos de sincronización básicos. Éstos pueden seleccionarse a partir de contactos externos, es decir, del

interruptor selector del panel del generador o desde el SPEEDTRONIC Mark VI <HMI>.

1. OFF: El control SPEEDTRONIC Mark VI no cerrará el interruptor
2. MANUAL: Cierre del interruptor iniciado por el operador cuando esté satisfecho en relé de comprobación de sincronía permisivo 25X
3. AUTO: El sistema hará coincidir automáticamente el voltaje y la velocidad, y después cerrará el interruptor en el momento adecuado para acabar arriba exactamente en el centro del sincronoscopio

Para la sincronización, la unidad se lleva al 100.3% de la velocidad para mantener al generador "más rápido" que la red, asegurando que se tome la carga al cerrarse el interruptor. Si la frecuencia del sistema ha variado lo bastante para causar una frecuencia de desbalanceo (diferencia entre la frecuencia del generador y la frecuencia de la rejilla) inaceptable, el circuito de correspondencia ajusta el TNR para mantener la velocidad de la turbina de 0.20% a 0.40% más rápida que la rejilla para asegurar la frecuencia de desbalanceo correcta y permitir la sincronización.

Para una mayor protección, se proporciona un relé de comprobación de la sincronización. Se usa en serie tanto con el relé autosincronizador y el interruptor de cierre manual para evitar grandes cierres de interruptor fuera de fase.

CONTROL DE LA ACELERACIÓN

El control de la aceleración compara el valor actual de la señal de velocidad con el valor en el momento de muestra anterior. La diferencia entre esos dos números es una medida de la aceleración. Si la aceleración real es mayor que la referencia de aceleración, se reduce FSRACC, lo cual reducirá la FSR y, en consecuencia, el combustible a la turbina de gas. Durante el arranque, la referencia de aceleración es una función de la velocidad de la turbina. El control de aceleración generalmente ocupa el lugar de control de la velocidad poco después del período de calentamiento y lleva la unidad a su velocidad normal. En "Complete Sequence" (completar secuencia), que es normalmente la captación 14HS, la referencia de aceleración es una Constante de control, normalmente el 1% de la velocidad / segundo. Una vez que la unidad ha alcanzado el 100% de la TNH, el control de la aceleración habitualmente sirve solamente para contener la velocidad de la unidad en caso de que el interruptor del generador se abriera estando bajo carga.

CONTROL DE TEMPERATURA

El Sistema de control de temperatura limitará el flujo de combustible a la turbina de gas para mantener las temperaturas de funcionamiento interno dentro de las limitaciones del diseño de las piezas de la ruta de gas caliente de la turbina. La temperatura más alta en la turbina de gas se presenta en la zona de llama de las cámaras de combustión. EL gas de combustión en esa zona se diluye enfriando el aire y fluye a la sección de la turbina a través de la boquilla de primera etapa. La temperatura de ese gas al salir por la boquilla de primera etapa se conoce como "temperatura de encendido" de la turbina de gas. Es la temperatura que debe limitar el sistema de control. A partir de las relaciones termodinámicas, el desempeño del ciclo de la turbina de gas y las condiciones conocidas del emplazamiento, se puede determinar la temperatura de encendido como función de la temperatura de escape y el la relación de la presión en toda la turbina. Este valor se determina a partir de la presión de descarga del compresor (compressor discharge pressure CPD) medida. El sistema de control de temperatura está diseñado para medir y controlar la temperatura de escape de la turbina más que para encender la temperatura, dado que no es práctico medir las temperaturas directamente en las cámaras de combustión o en la admisión de la turbina. Este control indirecto de la temperatura de encendido de la turbina se vuelve práctico al utilizar características aerodinámicas y termodinámicas conocidas de la turbina de gas y usándolas para alterar la señal de la temperatura de escape, dado que ésta, por sí misma, no es una indicación real de la temperatura de encendido.

También se puede aproximar la temperatura de disparo como función de la temperatura de escape y del flujo de combustible (FSR), y como función de la temperatura de escape y la salida del generador (DWATT). Como respaldo de la curva primaria de control de temperatura alterada mediante CPD se usan las curvas de control de FSR o del control de la temperatura de escape.

Estas relaciones se muestran en las Figuras 7 y 8. Las líneas de temperatura de encendido constante se usan en el sistema de control para limitar las temperaturas de operación de la turbina de gas mientras que el límite de temperatura de escape constante protege el sistema de escape durante el arranque.

Hardware de control de la temperatura de escape

Se usan termopares Chromel-Alumel para la temperatura de escape y, habitualmente, son 27. Estos termopares se ubican alrededor de la circunferencia dentro del difusor

del escape. Tienen escudos de radiación individuales que permiten que el flujo radial hacia afuera del difusor pase sobre estos termopares blindados de acero inoxidable de 1/16" (1.6mm) de diámetro a gran velocidad, reduciendo al mínimo el efecto de enfriamiento de las más frías paredes del pleno, que están constantes más tiempo. Las señales de estos detectores individuales no conectados a tierra se envían al panel de control del SPEEDTRONIC Mark VI por medio de cables de termopar blindados y se dividen entre los controladores <RST>.

Software de control de temperatura de escape

El software contiene una serie de programas de aplicación escritos para realizar el control de la temperatura de escape control y las funciones de monitoreo como los barridos de entrada digital y analógica. Una de las principales funciones es el control de la temperatura de escape, que consta de los programas siguientes:

1. Comando de control de temperatura
2. Cálculos de desviación del control de temperatura
3. Selección de referencia de la temperatura

El software de control de temperatura determina las lecturas de termopares compensados en conexión fría, selecciona el punto de ajuste de control de la temperatura, calcula la temperatura de escape representativa, compara este valor con el punto de ajuste y entonces genera una señal de comando de combustible al sistema analógico de control para limitar la temperatura del escape.

Programa de comando del control de temperatura

El programa de comando de control de temperatura compara el punto de ajuste de control de la temperatura de escape con la medición de la temperatura de escape de la turbina de gas tal como la obtienen los termopares instalados en el pleno de escape. Estos termopares se barren y se corrigen en la conexión en frío por programas que se describirán más adelante. Se accede a estas señales mediante <RST>. El programa de comando de control de temperatura de <RST> (Figura 9) lee los valores de temperatura del termopar de escape y los clasifica de más alto a más bajo. Esta secuencia (TTXD2) se usa en el programa monitor de combustión así como en el Programa de control de temperatura. En el Programa de control de temperatura, todas las entradas del termopar de escape se monitorean y si cualquiera tiene una lectura demasiado baja al compararla con una constante, será rechazado. Los valores más alto y más

bajo se rechazan entonces y se promedian los valores restantes, promedio que es la señal TTXM.

Si fallara un controlador, este programa ignorará las lecturas del controlador que haya fallado. La señal TTXM se basará en los termopares de controlador restantes y se generará una alarma.

El valor TTXM se usa como realimentación para el comparador de la temperatura de escape porque el valor no se ve afectado por extremos que puedan ser resultado de desperfectos en los instrumentos. El programa de comando de control de temperatura de <RST> compara el punto de ajuste de control de la temperatura de escape (calculado en el programa de desviación del control de la temperatura y almacenado en la memoria de la computadora) TTRX13 con el valor TTXM para determinar el error de la temperatura. El programa de software convierte el error de temperatura en una señal de referencia de carrera de combustible, FSRT.

Programa de desviación del control de temperatura

La temperatura de encendido de la turbina de gas está determinado por los parámetros medidos de la temperatura del escape y de la presión de descarga del compresor (compressor discharge pressure, CPD) o la temperatura de escape y el consumo de combustible (proporcional a la FSR). En la computadora, la temperatura de encendido se ve limitada por una función linealizada de la temperatura de escape y la CPD respaldadas por una función linealizada de la temperatura de escape y la FSR (Véase la Figura 8). El programa de desviación del control de temperatura (Figura 10) calcula el punto de ajuste de control de la temperatura de escape TTRX13 con base en los datos CPD almacenados en la memoria de la computadora y en constante de la tabla de referencia de temperatura seleccionada. El programa calcula otro punto de ajuste con base en la FSR y en constantes de otra tabla de referencia de temperatura.

La Figura 11 es una ilustración gráfica de los puntos de ajuste de control. Las constantes TTKn C (ángulo de desviación CPD) y TTKn S (CPD pendiente de desviación) se usan con los datos CPD para determinar la desviación CPD del punto de ajuste de la temperatura de escape. Las constantes TTKn_K (desviación de esquina FSR) y TTKn_M (desviación de pendiente FSR) se usan con los datos FSR para determinar la desviación SR del punto de ajuste de la temperatura de escape. Los valores de estas constantes se dan en el dibujo Especificaciones de control: valores del sistema de control. El programa de desviación de control de la

temperatura también selecciona el punto de ajuste isotérmico TTKn_I. El programa selecciona el mínimo de los tres puntos de ajuste, la desviación de CPD, la desviación de FSR, o el isotérmico para la referencia de control de la temperatura de escape definitiva. Durante la operación normal con combustible de gas o de destilados ligeros, esta selección da como resultado un control de desviación CPD con un límite isotérmico, como lo muestran las líneas gruesas de la Figura 11. EL punto de ajuste de desviación CPD se compara con el punto de ajuste de desviación FSR y se presenta una alarma cuando el punto de ajuste CPD es mayor. En el caso de las unidades que funcionan con combustible pesado, se seleccionará el control de desviación FSR para reducir al mínimo el efecto de obstrucción de las boquillas de la turbina a temperatura de encendido. El punto de ajuste de desviación FSR se comparará entonces con el punto de ajuste de desviación CPD y se presentará una alarma cuando el punto de ajuste FSR supere el punto de ajuste CPD. En el programa se proporciona una función de rampa para limitar la velocidad a la cual puede cambiar el punto de ajuste. El cambio máximo y mínimo en las velocidades de la rampa (la pendiente) están programados en las constantes TTKRXR1 y TTKRXR2. Consulte el Programa de secuencia de control (Control Sequence Program, CSP) y el dibujo de Especificaciones de control de la ilustración de diagrama de bloque de esta función y el valor de las constantes. El límite común de cambio de velocidad es de 1.5 °F por segundo. La salida de la función de rampa es el punto de ajuste de control de la temperatura de escape que está almacenado en la memoria de la computadora.

Programa de selección de referencia de temperatura

La función de control de la temperatura de escape selecciona puntos de ajuste de control para permitir el funcionamiento de la turbina de gas a varias temperaturas de encendido. El programa de selección de referencia de temperatura (Figura 12) determina el nivel operativo de los puntos de ajuste de control con base en la información de entrada digital que representa los requisitos de control de temperatura. Se decodifican tres señales de entrada digitales para seleccionar un conjunto de constantes que definen los puntos de ajuste de control necesarios para satisfacer esos requisitos. Una señal digital común es "BASE SELECT", que se selecciona haciendo clic en el botón correspondiente en la interfaz del operador <HMI>.

SISTEMA DE CONTROL DE COMBUSTIBLE

El sistema de control del combustible de la turbina de gas cambiará el flujo de combustible a las cámaras de

combustión como respuesta a la señal de referencia de carrera de combustible (FSR). La FSR en realidad consta de dos señales independientes que se suman, la FSR1 que es el flujo de combustible líquido requerido y la FSR2, que es el flujo de combustible de gas requerido. Normalmente, $FSR1 + FSR2 = FSR$. Los sistemas de combustible estándar están diseñados para funcionar con combustible líquido y combustible de gas. Este capítulo describirá un sistema de combustible doble. Comienza con el sistema de servoaccionamiento, donde el punto de ajuste se compara con la señal de realimentación y se convierte en una posición de válvula. Describirá la operación con combustible líquido, de gas y doble, y cómo la FSR de los sistemas de control antes descritos se ve condicionada y enviada como punto de ajuste al sistema de los servos.

Sistema de servoaccionamiento

El corazón del sistema de combustible es una servoválvula electrohidráulica de tres bobinas (servo) como se muestra en la Figura 13. La servoválvula es la interfaz entre los sistemas eléctricos y mecánicos, y controla la dirección y velocidad de movimiento de un actuador hidráulico basado en la corriente de entrada al servo.

La servoválvula contiene tres bobinas eléctricamente aisladas en el motor de par de torsión. Cada una de las bobinas está conectada a uno de los tres controladores <RST>. Esto proporciona redundancia en caso de que fallara alguno de los controladores o de las bobinas. Hay un resorte de cero desviación que posiciona el servo de modo que el actuador pase a la posición a prueba de fallas si se perdieran TODAS las señales de energía o control.

Si el actuador hidráulico es un pistón de doble acción, la señal de control posiciona la servoválvula de modo que transporte aceite a alta presión a cualquier lado del actuador hidráulico. Si el actuador hidráulico tiene un regreso por resorte, el aceite hidráulico se transportará a un lado del cilindro y el otro al drenaje. Una señal de realimentación proporcionada por un transformador diferencial variable lineal (LVDT, Figura 13) dirá al control si está o no en la posición requerida. El LVDT produce un voltaje AC que es proporcional a la posición del núcleo del LVDT. A su vez, este núcleo está conectado a la válvula cuya posición se está controlando. Conforme se mueve la válvula, cambia el voltaje de realimentación. El LVDT requiere un voltaje de excitación que proporciona la tarjeta VSVO.

La Figura 14 muestra los principales componentes de los lazos de posicionamiento de los servos. La conversión de digital (señal de microprocesador) a analógico se hace en la tarjeta VSVO. Esto representa el flujo de combustible requerido. La señal de flujo de combustible requerido se compara entonces con una realimentación que representa el flujo de combustible real. La diferencia se amplifica en la tarjeta VSVO y se envía mediante la tarjeta TSVO al servo. Esta salida hacia los servos se monitorea y habrá una alarma si se pierde cualquiera de las tres señales de <RST>.

Control de combustible líquido

El sistema de combustible líquido consta de componentes de manipulación del combustible y componentes de control eléctrico. Algunos de los componentes de manipulación del combustible son: filtro primario de aceite combustible, válvula de paro de aceite combustible, tres bombas de combustible, válvula de derivación del combustible, válvula de alivio de presión de la bomba de combustible, divisor de flujo, conjunto combinado de manómetro y válvula de selección, válvula de drenaje de inicio en falso, líneas de combustible y boquillas de combustible. Los componentes de control eléctrico son: interruptor de presión de combustible líquido (contra corriente) 63FL-2, interruptor de límite de válvula paro de combustible 33FL, servoválvula válvula de derivación de la bomba de combustible líquido 65FP, tomas de velocidad magnéticas divisoras 771713-1, -2, -3 y tarjetas de control SPEEDTRONIC TSVO y VSVO. En la Figura 15 se muestra un diagrama del sistema con los principales componentes.

La válvula de derivación de combustible es una válvula accionada hidráulicamente con una característica de flujo lineal. Ubicado entre los extremos de entrada (baja presión) y descarga (alta presión) de la bomba de combustible, esta válvula deriva el combustible excesivo suministrado por la bomba de combustible de regreso a la admisión de la bomba de combustible, proporcionando al divisor de flujo el combustible necesario para satisfacer la demanda de combustible del sistema de control. Lo posiciona la servoválvula 65FP, que recibe su señal de los controladores.

El divisor de flujo divide la corriente única de combustible de la bomba en varias corrientes, una para cada cámara de combustión. Consta de varias bombas coordinadas de engranajes de desplazamiento positivo de alta eficiencia volumétrica, de nuevo, una por cada cámara de combustión. El divisor de flujo es accionado por el pequeño diferencial de presión entre la admisión y

la salida. Las bombas de engranajes están mecánicamente conectadas de modo que todas funcionen a la misma velocidad, haciendo igual el flujo de descarga de cada bomba. El flujo de combustible está representado por la salida de las tomas magnéticas del divisor de flujo (77FD-1, -2 y -3). Se trata de tomas magnéticas sin contacto que dan una frecuencia de señal de pulso proporcional a la velocidad del divisor de flujo, que es proporcional el flujo de combustible proporcionado a las cámaras de combustión.

La tarjeta TSVO recibe las señales de tasa de pulsos de 77FD-1, -2, y -3 y produce como salida una señal analógica proporcional a la entrada de tasa de pulsos. La tarjeta VSVO modula la servoválvula 65FP con base en las entradas de la velocidad de la turbina, FSR1 (flujo de combustible líquido requerido) y velocidad del divisor de flujo (FQ1).

Control del aceite combustible - Software

Cuando la turbina se hace funcionar con aceite combustible líquido, el sistema de control comprueba los permisos L4 y L20FLX y no permite que la FSR1 cierre la válvula de derivación a menos que sean 'verdaderos' (el cierre de la válvula de derivación envía combustible a las cámaras de combustión). El permiso L4 viene del Sistema protector maestro (que se analizará más adelante) y L20FLX se vuelve 'verdadero' después de que agota su tiempo el cronómetro del ventilador de turbina. Estas señales controlan la apertura y cierre de la válvula de paro de aceite combustible.

La señal FSR del sistema controlador pasa por el rocío de combustible donde el requisito de combustible líquido se convierte en FSR1. La señal FSR1 se multiplica por la TNH, de modo que el flujo de combustible se convierte en una función de la velocidad, una característica importante, especialmente cuando la unidad está arrancando. Esto permite que el sistema tenga mejor resolución a las velocidades más bajas u más críticas en las que el flujo de aire es demasiado bajo. Esto produce la señal FQROUT, que es el comando digital de flujo de combustible líquido. A velocidad plena, la TNH no cambia, y por tanto FQROUT es directamente proporcional a FSR.

FQROUT pasa entonces a la tarjeta VSVO, donde se convierte en una señal analógica que se comparará con la señal de realimentación del divisor de flujo. Conforme el combustible fluye a la turbina, los sensores de velocidad 771713-1, -2 y -3 envían una señal a la tarjeta TSVO, que a su vez produce la señal de tasa de flujo de combustible (FQ1) a la tarjeta VSVO. Cuando la tasa de

flujo de combustible es igual a la tasa requerida ($FQ1 = FSR1$) la servoválvula 65FP pasa a la posición nula y la válvula de derivación se mantiene "estacionaria" hasta que cambie alguna entrada al sistema. Si la realimentación tiene un error respecto de FQROUT, el amplificador operativo de la tarjeta VSVO cambiará la señal a la servoválvula 65FP hidráulica para impulsar la válvula de control de gas en la dirección adecuada para disminuir el error.

La señal de realimentación del divisor de flujo también se usa para comprobaciones de sistema. La señal analógica se convierte en recuentos digitales y se usa en el software del controlador para compararla con determinados límites, así como para mostrar el flujo de combustible en el <HMI>. Las comprobaciones se hacen de la manera siguiente:

L60FFLH: Flujo de combustible excesivo en el arranque

L3LFLTI: Pérdida de realimentación de posición de LVDT

L3LFBSQ: La válvula de derivación no está completamente abierta con la válvula de paro cerrada.

L3LFBSC: Se detectó corriente del servo con la válvula de paro cerrada.

L3LFT: Pérdida de realimentación del divisor de flujo

Si L60FFLH es verdadero durante un tiempo determinado (nominalmente 2 segundos), la unidad se disparará, mientras que si desde L3LFLTI hasta L3LFT son verdaderos, estas fallas dispararán la unidad durante el arranque y requerirán una restauración manual.

Control de combustible de gas

El sistema de control seco de bajo NOx II (DLN-2) regula la distribución de combustible de gas a un conjunto de múltiples boquillas de las cámaras de combustión. La distribución del flujo de combustible a cada conjunto de boquillas de combustible es una función de la temperatura de referencia de combustión (TTRF1) y el modo de control de temperatura IGV. Mediante una combinación de secuenciamiento de combustible y desviación de los modos de combustión de difusión en el encendido hasta la premezcla a cargas más altas, se consiguen emisiones de bajo contenido de óxido nítrico.

El combustible de gas se controla mediante la válvula de paro de gas/relación de velocidad (SRV), las válvulas de control de gas primaria, secundaria y cuaternaria (GCV) y la válvula separadora de premezcla (PMSV). La válvula separadora de premezcla controla la separación entre el flujo de gas secundario y terciario. Todas las válvulas están controladas por servos mediante señales del panel de control SPEEDTRONIC (Figura 16).

Es la válvula de control de gas que controla el flujo de combustible de gas deseado en respuesta a la señal de comando FSR. Para permitirle hacer esto de manera predecible, la válvula de relación de velocidad está diseñada de manera que mantenga una presión predeterminada (P_2) en la admisión de la válvula de control de gas como función de la velocidad de la turbina de gas.

Hay tres modos principales de combustión DLN-2: Primario, Escaso-escaso y Premezcla.

El modo primario existe desde el inicio hasta el 81% de velocidad corregida, flujo de combustible sólo hacia las boquillas primarias. Escaso-Escaso es desde el 81% de la velocidad corregida hasta una temperatura de referencia de combustión preseleccionada, con combustible hacia las boquillas primarias y terciarias. En la operación de premezcla, el combustible se dirige a las boquillas secundarias, terciarias y cuaternarias. La carga mínima de esta operación la establece la temperatura de referencia de combustión y la posición del IGV.

El sistema de control de combustible de gas consta principalmente de los componentes siguientes: filtro de gas, interruptor de presión del suministro de gas 63FG, conjunto de válvula de relación parada-velocidad, transductor o transductores de presión de combustible de gas 96FG, válvula solenoide de ventilación del gas combustible 20VG, conjunto de las válvulas de control, LVDT 96GC-I, -2, -3, -4, -5, -6, 96SR-I, -2, 96 PS-1, -2, servoválvulas electrohidráulicas 90SR, 65GC y 65PS, válvulas de descarga VH-5, tres indicadores de presión, distribuidor de gas con conexiones flexibles a las respectivas boquillas de combustible, y tarjetas de control SPEEDTRONIC TBQB y TCQC. Los componentes se muestran de manera esquemática en la Figura 17. En los párrafos siguientes se encuentra una explicación funcional.

Válvulas de control de gas

La posición del tapón de la válvula de control de gas está prevista para ser proporcional a la FSR2 que representa el flujo de combustible de gas requerido. La actuación de

la válvula de control de gas accionada por resorte se realiza mediante un cilindro hidráulico controlado por una servoválvula electrohidráulica.

Cuando se hace funcionar la turbina con combustible de gas, los permisivos L4, L20FGX y L2TVX (purga de la turbina finalizada) deben ser 'verdaderos', de manera similar al sistema de líquido. Esto permite que se abra la Válvula de control del gas. El recorrido de la válvula será proporcional a la FSR.

La FSR pasa por el separador de combustible (que se analizará en la sección de combustible doble) donde el requisito de combustible se convierte en FSR2, que luego se condiciona para compensación y ganancia. Esta señal, FSROUT, va a la tarjeta VSVO donde se convierte en una señal analógica y después se alimenta a la servoválvula por medio de la tarjeta TSVO. La posición del vástago de la válvula de control de gas es detectado mediante la salida de un transformador diferencial variable lineal (LVDT) y se realimenta mediante la tarjeta TSVO a un amplificador operativo de la tarjeta VSVO donde se compara a la señal de entrada FSROUT en la conexión de adición. Hay dos LVDT que proporcionan realimentación; dos de los tres controladores están dedicados cada uno a un LVDT, mientras que el tercero selecciona la mayor realimentación mediante una compuerta de diodo de selección alta. Si la realimentación tiene un error respecto de FSROUT, el amplificador operativo de la tarjeta VSVO cambiará la señal a la servoválvula hidráulica para impulsar la válvula de control de gas en la dirección adecuada para disminuir el error. De esta forma, la relación deseada entre la posición y FSR2 se conserva y la válvula de control mide correctamente el combustible de gas. Véase la Figura 18.

El tapón de la válvula de control de gas está perfilado para proporcionar el área de flujo adecuada en relación con la carrera de la válvula. La válvula de control de gas usa un disco de válvula con voladizo y asiento Venturi para obtener una adecuada recuperación de la presión. La recuperación de alta presión ocurre a relaciones de presión generales de las válvulas que son sustancialmente menores que la relación de presión crítica. El resultado neto es que el flujo por la válvula de control es independiente de la caída de presión de las válvulas. El flujo de gas es, entonces, una función solamente de la presión de admisión de la válvula P_2 y el área de la válvula.

Como antes, un circuito abierto o cerrado en una de las bobinas de los servos o en la señal a una bobina no

causará un disparo. Cada GCV tiene dos LVDT y puede funcionar correctamente con uno.

Válvula de paro / relación de velocidad

La válvula de relación de velocidad / paro es una válvula de doble función. Funciona como válvula reguladora de la presión para mantener una presión de gas combustible deseada delante de la válvula de control de gas y también sirve como válvula de paro. Como válvula de paro, es parte integral del sistema de protección. Cualquier disparo de emergencia o parada normal colocará la válvula en su posición de cierre, interrumpiendo el flujo de combustible de gas a la turbina. Esto se hace o bien descargando aceite hidráulico del relé hidráulico de disparo de la Válvula de paro / relación de velocidad VH-5 o accionando el control de posición que se cierra eléctricamente.

La válvula de paro / relación de velocidad tiene dos lazos de control. Hay un bucle de posición similar a éste para la válvula de control de gas y hay un lazo de control de presión. Véase la Figura 19. La presión del combustible de gas P_2 en la admisión de la válvula de control de gas se controla mediante el lazo de presión como función de la velocidad de la turbina. Esto se logra haciéndola proporcional a la señal de la velocidad de la turbina TNH, con una compensación y ganancia, que entonces se convierte en la Referencia de presión del gas FPRG. La FPRG va entonces a la tarjeta VSVO para ser convertida en una señal analógica. La presión P_2 se mide mediante 96FG, que produce un voltaje proporcional a la presión P_2 . Esta señal P_2 (FPG) se compara entonces con al FPRG y la señal de error (de haberla) se compara a su vez con la realimentación 96SR LVDT para reposicionar la válvula como en el lazo GCV.

GE Power Systems

La válvula de paro / relación de velocidad proporciona un paro positivo al flujo de combustible de gas cuando lo requiere una parada normal, un disparo de emergencia o una condición de no-funcionamiento. La válvula de descarga de disparo hidráulico VH-5 se encuentra entre la servoválvula electrohidráulica 90SR y el cilindro accionador hidráulico. Esta válvula de descarga opera el sistema de disparo de aceite de control de baja presión. Si los permisivos L4 y L3 GR. son 'verdaderos', el aceite de disparo (OLT) está a presión normal y la válvula de descarga se mantiene en una posición que permite que la servoválvula 90SR controle la posición del cilindro. Cuando está baja la presión del aceite de disparo (como en el caso de una parada normal o de emergencia), el resorte de la válvula de descarga cambia

una válvula de carrete que descarga el aceite hidráulico (OH) a alta presión del cilindro accionador de la válvula de paro / relación de velocidad al depósito de aceite lubricante. El resorte de cierre que está en la parte superior del tapón de la válvula cierra instantáneamente la válvula, cortando así el flujo de combustible a las cámaras de combustión.

Además de mostrarse, las señales de realimentación y las señales de control de ambas válvulas se comparan con los límites normales de funcionamiento y, si salen de estos límites, habrá una alarma. Las siguientes son alarmas comunes:

- L60FSGH: Flujo de combustible excesivo en el arranque
- L3GRVFB: Pérdida de realimentación de LVDT en el SRV
- L3GRV0: SRV abierto antes del permiso para abrirse
- L3GRVSC: Corriente del servo a SRV detectada antes del permiso para abrirse
- L3GCVFB: Pérdida de realimentación de LVDT en el GCV
- L3GCVO: GCV abierto antes del permiso para abrirse
- L3GCVSC: Corriente del servo a GCV detectada antes del permiso para abrirse
- L3GFIVP: Baja presión interválvulas (P_2)

Las servoválvulas están dotadas de una desviación mecánica de desviación nula para hacer que la válvula de control de gas o la válvula de relación de velocidad vayan a la posición de recorrido cero (condición a prueba de fallas) en caso de que se perdieran las señales de la servoválvula o la energía. Durante una condición de disparo o de no funcionamiento, se coloca una desviación de voltaje positivo en las bobinas de los servos que las mantienen en la posición de 'válvula cerrada'.

Válvula separadora de premezcla

La Válvula separadora de premezcla (PMSV) regula la separación del flujo de combustible de gas secundario y terciario entre los distribuidores de combustible de gas secundario y terciario. La válvula se referencia a los pasajes de combustible secundario, es decir, una carrera

de válvula de 0% corresponde a un 0% de flujo de combustible secundario. A diferencia de los SRV y GCV, el flujo por la válvula separadora no es lineal respecto de la posición de la válvula. El sistema de control linealiza el punto de ajuste de separación de combustible y el comando de posición de válvula FSRXPOUT resultante se usa como referencia de posición.

Control de combustible doble

Las turbinas diseñadas para funcionar con combustible tanto líquido como gaseoso están equipadas con controles para proporcionar las siguientes funciones:

1. Transferencia de un combustible al otro con un comando.
2. Permitir tiempo para llenar las líneas con el tipo de combustible al que se está transfiriendo el funcionamiento de la turbina.
3. Funcionamiento de la purga de las boquillas de combustible líquido al funcionar totalmente con gas combustible.
4. Funcionamiento de la purga de las boquillas de gas combustible al funcionar totalmente con combustible líquido.

El diagrama de software del separador de combustible se muestra en la Figura 20.

Separador de combustible

Como se indicó antes, la FSR se divide en dos señales, FSR1 y FSR2, para proporcionar operación de combustible doble. Véase la Figura 20.

La FSR se multiplica por la fracción de combustible líquido FX1 para producir la señal FSR1. La FSR1 se resta entonces de la señal FSR, dando como resultado FSR2, la señal de control para el combustible secundario.

Transferencia de combustible: de líquido a gas

Si se hace funcionar la unidad con combustible líquido FSR1 y el botón "GAS" en la pantalla <HMI> está seleccionado, tendrá lugar la secuencia de sucesos siguiente, siempre que los permisivos de transferencia y gas combustible sean verdaderos (consulte la Figura 21):

FSR1 se mantendrá en su valor inicial, pero FSR2 pasará a un valor ligeramente mayor que cero, generalmente 0.

5%. Esto abrirá ligeramente la válvula de control de gas para sangrar el volumen interválvulas disminuyéndolo. Esto se hace en caso de que haya quedado atrapada una alta presión. La presencia de una presión mayor de la que requiere el controlador de velocidad / relación causará una lenta respuesta al iniciar el flujo de gas.

Después de un retraso común de tiempo de treinta segundos para sangrar la presión P_2 para disminuirla y llenar la línea de suministro de gas, el programa de software hace rampa de las demandas de combustible, FSR2 para aumentar y FSR1 para disminuir, a una tasa programada por la compuerta de selección de mediana. Esto se completa en treinta segundos.

Cuando la transferencia se realiza, la señal lógica L84TG (Gas total) desenergizará la bomba de transferencia de combustible líquido, cerrará la válvula de parada de aceite combustible desenergizando la válvula de descarga de combustible líquido 20FL e iniciará la secuencia de purga.

Purga de combustible líquido

Para evitar la carbonización de las boquillas de combustible líquido al funcionar con gas combustible, parte del aire atomizador se desvía por las boquillas de combustible líquido. La secuencia de sucesos siguiente ocurre cuando se completa la transferencia de líquido a gas.

El aire del sistema de aire de atomización fluye a través de un enfriador (HX4-1), a través de la válvula de purga de aceite combustible (VA 19-3) y a través de la válvula de retención VCK2 de cada boquilla de combustible.

La válvula de purga del aceite combustible se controla mediante la posición de una válvula solenoide 20PL-2. Cuando esta válvula se energiza, la presión de aire actuador abre la válvula de retención de purga de aceite, permitiendo que fluya aire a las válvulas de retención de purga de las boquillas de aceite combustible.

Transferencia de combustible: de gas a líquido

La transferencia de gas a líquido es esencialmente la misma secuencia descrita anteriormente, excepto que las señales de comando de combustible de gas y líquido se intercambian. Por ejemplo, al principio de una transferencia, FSR2 se conserva en su valor inicial, pero FSR1 pasa a un valor ligeramente superior a cero. Esto comandará un pequeño flujo de combustible líquido. Si ha habido cualquier fuga de combustible a través de las válvulas de retención, esto llenará la tubería de

combustible líquido y evitará cualquier retraso en el suministro al principio del aumento de la FSR1.

El resto de la secuencia es el mismo que en el caso de líquido a gas, excepto que habitualmente no hay secuencia de purgado.

Purga del combustible de gas

La purga del combustible de gas primario es necesaria durante el estado estable de premezcla y la operación con combustible líquido. Este sistema involucra un conjunto de doble bloqueo y sangrado mediante el cual dos válvulas de purga (VA13-1, -2) se cierran cuando fluye gas primario y un solenoide de venteo interválvulas (20VG-2) está abierto para sangrar cualquier fuga entre las válvulas. Las válvulas de purga se operan por aire mediante las válvulas solenoides 20PG-1, -2. Cuando no hay flujo de gas primario, las válvulas de purga se abren y permiten que el aire de descarga del compresor fluya por los pasajes de las boquillas de combustible primarias. Una purga secundaria se necesita para las boquillas secundarias y terciarias cuando el flujo de combustible secundario y terciario se reduce a cero y al operar con combustible líquido. Éste es un conjunto de bloqueo y sangrado similar al de la purga primaria con dos válvulas de purga (VA 13-3, -4), solenoide de venteo interválvulas (20VG-3) y válvulas solenoides 20PG-3, -4.

SISTEMA DE ALABES GUÍA DE ENTRADA MODULADOS

Los alabes guía de entrada (IGV) modulan durante la aceleración de la turbina de gas a la velocidad nominal, carga y descarga del generador y desaceleración de la turbina de gas. Esta modulación de IGV mantiene los flujos y presiones adecuados, y con ellos los esfuerzos, en el compresor, mantiene una caída de presión mínima en todas las boquillas de combustible y, al usarse en una aplicación de ciclo combinado, mantiene altas temperaturas de escape a cargas bajas.

Actuación de los alabes guía

El sistema actuador de los alabes guía de entrada modulados está compuesto de los siguientes componentes: la servoválvula 90TV, los sensores de posición LVDT 96TV-1 y 96TV-2 y, en algunas instancias, la válvula solenoide 20TV y la válvula de descarga hidráulica VH3. El control de 90TV portará la presión hidráulica para operar el actuador del alabe guía de entrada variable. Si se usan, 20TV y VH3 pueden

evitar que la presión del aceite hidráulico fluya a 90TV. Véase la Figura 23.

Funcionamiento

Durante el arranque, los alabes guía de entrada se mantienen totalmente cerrados, a un ángulo nominal de 27 grados, de cero hasta el 83.5% de la velocidad corregida. La velocidad de la turbina se corrige para reflejar las condiciones del aire a 27° C (80° F), lo cual compensa los cambios de la densidad de aire al cambiar las condiciones ambientales. A temperaturas ambiente superiores a 80 °F, la velocidad corregida TNHCOR es menor que la velocidad real TNH, mientras que a ambientes inferiores a 27° C (80° F), la TNHCOR es superior a la TNH. Después de alcanzar una velocidad de aproximadamente 83.5%, los alabes guía se modularán abriéndose aproximadamente 6.7 grados por punto porcentual de aumento en la velocidad corregida. Cuando los alabes guía alcanzan el ángulo de mínimo de velocidad plena, nominalmente 54°, dejan de abrirse. Esto ocurre en general aproximadamente en 91% de TNH. Al no permitir que los alabes guía se cierren a un ángulo menos que el ángulo mínimo de velocidad plena a 100% de TNH, se mantiene una caída de presión mínima en todas las boquillas de combustible, disminuyendo así la resonancia en el sistema de combustión. La válvula solenoide 20CB generalmente está abierta se cierra el interruptor del generador, lo cual, a su vez, cierra las válvulas de sangrado del compresor.

Conforme se carga la unidad y aumenta la temperatura de escape, los alabes guía de entrada (IGV) pasarán a posición totalmente abierta cuando la temperatura de escape alcance uno de dos puntos, según el modo de operación seleccionado. Para la operación de ciclo simple, los IGV pasan a posición totalmente abierta al llegar a una temperatura de escape preseleccionada, generalmente de 371° C (700° F). Para la operación de ciclo combinado, los IGV empiezan a pasar a posición totalmente abierta conforme la temperatura de escape se acerca a la temperatura de referencia de control de temperatura. Los IGV se empiezan a abrir cuando la temperatura de escape esté a 17° C (30° F) de la referencia de control de temperatura.

Durante una parada normal, conforme la temperatura de escape disminuye, los IGV pasan al ángulo mínimo de velocidad plena. Conforme la turbina desacelera de 100% TNH, los alabes guía de entrada se modulan a la posición totalmente cerrada. Cuando se abre el interruptor del generador, las válvulas de sangrado del compresor se abrirán.

En caso de un disparo de la turbina, las válvulas de sangrado del compresor se abren y los alabes guía de entrada pasan a posición totalmente cerrada. Los alabes guía de entrada permanecen totalmente cerrados conforme la turbina continúa disminuyendo su velocidad libremente.

Para el funcionamiento a subvelocidad, si la TNH COR disminuye por debajo de aproximadamente 91%, los alabes guía de entrada modulan cerrándose a 6.7 grados por punto porcentual de disminución de la velocidad corregida. En la mayoría de los casos, si la velocidad real disminuye por debajo de 95% de TNH, el interruptor del generador se abrirá y el punto de ajuste de la velocidad de la turbina se restaurará en 100.3%. Los IGV pasarán entonces al ángulo mínimo de velocidad plena. Véase la Figura 24.

SISTEMAS DE PROTECCIÓN

El sistema de protección de la turbina de gas está formado por diversos subsistemas, varios de los cuales funcionan durante cada arranque y parada normales. Los otros sistemas y componentes funcionan estrictamente durante condiciones de funcionamiento de emergencia y anormales. El tipo de falla más común de una turbina de gas es la falla de un sensor o del cableado de un sensor, de modo que los sistemas de protección están configurados para detectar una falla así y dar la alarma. Si la condición es lo bastante grave como para deshabilitar por completo la protección, se disparará la turbina.

Los sistemas de protección responden a las señales simples de disparo, como son los interruptores de presión usados para baja presión del aceite lubricante, alta presión de descarga de gas del compresor o indicaciones similares. También responden a parámetros más complejos, como la sobrevelocidad, la sobretensión, la elevada vibración, el monitor de combustión y la pérdida de llama. Para hacer esto, algunos de estos sistemas de protección y sus componentes funcionan por medio del control maestro y el y circuito de protección en el sistema de control SPEEDTRONIC, mientras que otros sistemas totalmente mecánicos operan directamente sobre los componentes de la turbina. En todos los casos, hay dos rutas esencialmente independientes para detener el flujo de combustible, haciendo uso tanto de la válvula de control del combustible (FCV) como de la válvula de parada del combustible (FSV). Cada sistema de protección está diseñado de manera independiente del sistema de control para evitar la posibilidad de una falla del sistema de

control que deshabilite los dispositivos protectores. Véase la Figura 25.

Aceite de disparo

Un sistema de disparo hidráulico llamado Aceite de disparo es la interfaz primaria de protección entre la turbina control y el sistema de protección, y los componentes de la turbina que admiten o interrumpen el combustible. El sistema contiene dispositivos que operan electrónicamente las señales de control SPEEDTRONIC así como algunos dispositivos totalmente mecánicos.

Además de las funciones de disparo, el aceite de disparo también proporciona una señal hidráulica a las válvulas de paro del combustible para las secuencias normales de arranque y parada. En las turbinas de gas equipadas para la operación de combustible doble (gas y aceite) el sistema se usa para aislar selectivamente el sistema de combustible que no se necesita.

Los componentes significativos del Circuito de disparo hidráulico se describen abajo.

Orificio de admisión

Hay un orificio situado en la tubería que va del suministro del cabezal de la chumacera al sistema de disparo de aceite. El orificio tiene un tamaño destinado a limitar el flujo de aceite del sistema de aceite lubricante al sistema de disparo de aceite. Debe asegurar una capacidad adecuada para todos los dispositivos de disparo, y sin embargo evitar la reducción del flujo de aceite lubricante a la turbina de gas y otros equipos cuando el sistema de disparo esté en estado disparado.

Válvula de descarga

Cada derivación de combustible individual en el sistema de disparo de aceite tiene una válvula solenoide de descarga (20FL para líquido, 20FG para gas). Este dispositivo es una válvula devanadora de resorte operada mediante un solenoide que aliviará la presión del aceite de disparo sólo en la derivación que controla. Estas válvulas normalmente están energizadas para el funcionamiento y desenergizadas para disparar. Esta filosofía protege la turbina en todas las situaciones normales, así como cuando haya pérdida de energía de cc.

Válvula de retención y red de orificios

En la admisión de cada derivación de combustible individual hay una válvula de retención y una red de orificios que limita el flujo que sale de esa derivación.

Esta red limita el flujo hacia cada derivación, permitiendo así un control individual de combustible control sin que se debilite la presión total del sistema. No obstante, cuando se actúa uno de los dispositivos de disparo ubicados en la arteria principal del sistema, por ejemplo el disparo de sobrevelocidad, la válvula de retención se abrirá y dará como resultado la caída de todas las presiones de disparo.

Interruptores de presión

Cada derivación de combustible individual contiene interruptores de presión (63HL-1,-2,-3 para líquido, 63HG-1,-2,-3 para gas) que asegurarán el disparo de la turbina si la presión de aceite de disparo se hace demasiado baja para una operación confiable con ese combustible.

Funcionamiento

Los dispositivos de disparo que causan la parada de la unidad o una parada de combustible selectiva lo hacen descargando el aceite de disparo de baja presión (OLT). Véase la Figura 26. Una válvula individual de paro de combustible puede cerrarse de manera selectiva descargando el flujo de aceite de disparo que entre en ella. La válvula solenoide 20FL puede hacer que la válvula de disparo de la válvula de parada de combustible líquido pase a estado de disparada, que permite el cierre de la válvula de parada del combustible líquido gracias a su mecanismo del resorte de regreso. La válvula solenoide 20FG puede hacer que la válvula de disparo de la válvula de parada, relación de velocidad del combustible de gas pase a estado de disparada, permitiendo que se cierre mediante el resorte de regreso. El orificio de la válvula de retención y la red de orificios permite el la descarga independiente de cada una de las derivaciones de combustible del sistema de disparo de aceite sin afectar a la otra derivación. Disparar todos los dispositivos distintos de las válvulas de descarga individuales hará que se descargue todo el sistema de disparo de aceite, lo cual parará la unidad.

Durante el arranque o la transferencia de combustible sistema de control SPEEDTRONIC cerrará la válvula de descarga pertinente para activar el sistema o sistemas de combustible deseados. Ambas válvulas de descarga estarán cerradas sólo durante la transferencia de combustible o la operación de combustible mixto.

Las válvulas de descarga se desenergizan en una señal de disparo "voto de 2 de 3" del módulo de relés. Esto ayuda a evitar disparos causados por sensores defectuosos o por la falla de un controlador.

La señal a las servoválvulas del sistema de combustible también serán un comando "cerrar" si ocurriera un disparo. Esto se hace fijando el nivel de la FSR en cero. Si un controlador fallara, la FSR de ese controlador será de cero. La salida de los otros dos controladores es suficiente para seguir controlando la servoválvula.

Oprimiendo el Botón de disparo de emergencia, 5E P/B, el suministro de alimentación P28 vcc se corta a los relés que controlan las válvulas solenoides 20FL y 20FG, desenergizando así las válvulas de descarga.

Protección de sobrevelocidad

El sistema de sobrevelocidad del SPEEDTRONIC Mark VI está diseñado para proteger la turbina de gas contra posibles daños causados por someter el rotor de la turbina a sobrevelocidad. En condiciones de funcionamiento normal, la velocidad del rotor se controla mediante el control de velocidad. No se acudiría al sistema de sobrevelocidad a menos de que fallaran los otros sistemas.

El sistema de protección de sobrevelocidad consta de un sistema de sobrevelocidad electrónico primario y secundario. El sistema electrónico de protección de sobrevelocidad primario reside en los controladores <RST>. El sistema electrónico de protección de sobrevelocidad secundario reside en los controladores <XYZ> (en <VPRO>). Ambos sistemas constan de tomas magnéticas para detectar la velocidad de la turbina, software de detección de velocidad y circuitos lógicos asociados, y están configuradas para disparar la unidad al llegar al 110% de la velocidad nominal.

Sistema electrónico de protección de sobrevelocidad

La función de protección de sobrevelocidad se realiza tanto en <RST> como en <XYZ> tal como se muestra en la Figura 27. La señal de velocidad de la turbina (TNH) derivada de los sensores de la toma magnética (77NH-1,-2 y -3) se compara con un punto de ajuste de sobrevelocidad (TNKHOS). Cuando la TNH supera el punto de ajuste, la señal de disparo de sobrevelocidad (LI 2H) se transmite al circuito maestro de protección para disparar la turbina y el mensaje "OVERSPEED TRIP" (disparo de sobrevelocidad) se mostrará en el <HMI>. Este disparo se enganchará y debe restaurarse mediante la señal de restauración maestra L86MR.

Protección de sobretemperatura

El sistema de sobretemperatura protege la turbina de gas contra los posibles daños causados por sobreencendidos.

Es un sistema de respaldo que opera sólo después de que falle el sistema de control de temperatura.

En condiciones de funcionamiento normales, el sistema de control de la temperatura del escape actúa para controlar el flujo de combustible cuando se llega al límite de temperatura de encendido. En determinados modos de falla, sin embargo, la temperatura y el flujo de combustible pueden superar los límites de control. Bajo tales circunstancias, el sistema de protección de sobretemperatura proporciona una alarma de sobretemperatura a unos 14° C (25 °F) por encima de la referencia de control de la temperatura. Para evitar un mayor aumento de la temperatura, empieza a descargar la turbina de gas. Si la temperatura aumentara más hasta un punto de aproximadamente 22° C (40° F) por encima de la referencia de control de la temperatura, se dispara la turbina de gas. Para conocer los puntos de ajuste reales de alarma y disparo de sobretemperatura, consulte las Especificaciones de control. Véase la Figura 29.

Los puntos de ajuste de disparo de sobretemperatura y alarma se determinan a partir de los puntos de ajuste de control de la temperatura derivados por el software de Control de la temperatura de escape. Véase la Figura 30.

Software de protección de sobretemperatura

Alarma de sobretemperatura (L30TXA)

El valor representativo de los termopares de temperatura del escape (TTXM) se compara con los puntos de ajuste de la temperatura de alarma y de disparo. El mensaje de alarma "EXHAUST TEMPERATURE HIGH" se mostrará cuando la temperatura de escape (TTXM) supere la referencia de control de temperatura (TTRXB) más el margen de alarma (TTKOT3) programado como Constante de control en el software. La alarma se restaurará automáticamente si la temperatura cae por debajo del punto de ajuste.

Disparo de sobretemperatura (L86TXT)

Ocurrirá un disparo de sobretemperatura si la temperatura de escape de gases (TTXM) supera la referencia de control de la temperatura (TTRXB) más el margen de disparo (TTKOT2), o si excede el punto de ajuste de disparo isotérmico (TTKOT1). El disparo de sobretemperatura se enganchará, aparecerá el mensaje "EXHAUST OVERTEMPERATURE TRIP" (disparo de sobretemperatura del escape) y se disparará la turbina mediante el circuito de protección maestro. La función de disparo se enganchará y la señal de restauración

maestra L86NMI debe ser verdadera para restaurar y desenganchar el disparo.

Sistema de detección y protección de llama

Los detectores de llama del SPEEDTRONIC Mark VI realizan dos funciones, una en el sistema de secuenciación y otra en el sistema de protección. Durante un arranque normal, los detectores de llama indican cuando se ha establecido la llama en las cámaras de combustión y permiten que continúe la secuencia de arranque. La mayoría de las unidades tienen cuatro detectores de llama, algunas tienen dos y unas pocas tienen ocho. En términos generales, si la mitad de los detectores de llama indican que la hay u la mitad (o menos) indican que no la hay, habrá una alarma, pero la unidad seguirá funcionando. Si más de la mitad indican pérdida de la llama, la unidad se disparará en "LOSS OF FLAME" (pérdida de llama). Esto evita la posible acumulación de una mezcla explosiva en la turbina y en cualquier equipo de recuperación de calor del escape que pudiera estar instalado. El sistema detector de llamas que usa el sistema SPEEDTRONIC Mark VI detecta la llama percibiendo la radiación ultravioleta (UV). Tal radiación resulta de la combustión de combustibles de hidrocarburos y se detecta más confiablemente que la luz visible, que varía en color e intensidad.

El sensor de llama es un detector de cátodo de cobre diseñado para detectar la presencia de radiación ultravioleta. El control SPEEDTRONIC suministrará +24Vcc para accionar el tubo detector de ultravioleta. En presencia de radiación ultravioleta, el gas del tubo detector se ioniza y conduce corriente. La potencia de la realimentación de corriente (4-20 mA) al panel es una indicación proporcional de la fuerza de la radiación ultravioleta presente. Si la corriente de realimentación supera un valor de umbral, el SPEEDTRONIC genera una señal lógica para indicar "FLAME DETECTED" (llama detectada) por el sensor.

El sistema detector de llama es similar a otros sistemas protectores por cuanto se automonitorea. Por ejemplo, cuando la turbina de gas está por debajo de L141M, todos los canales deben indicar "NO FLAME" (sin llama). Si no se cumple esta condición, se anuncia la condición como "FLAME DETECTOR TROUBLE" (problemas en el detector de llama) y no se puede arrancar la turbina. Una vez que se ha alcanzado la velocidad de encendido y se ha introducido combustible en la máquina, si al menos la mitad de los detectores de llama ven llamas, se permite que continúe la secuencia de inicio. La falla de un detector se anunciará como "FLAME DETECTOR TROUBLE" (problemas en el

detector de llama) cuando se alcance la secuencia completa y la turbina seguirá funcionando. Más de la mitad de los detectores de llama deben indicar "NO FLAME" (sin llama) para disparar la turbina.

Tenga presente que un tubo detector en corto circuito o de circuito abierto dará como resultado una señal "NO FLAME".

Protección contra la vibración

El sistema de protección contra la vibración de una unidad de turbina de gas está compuesto de varios canales de vibración independientes. Cada uno de los canales detecta el exceso de vibración por medio de una toma sísmica montada en una caja de chumacera o ubicación similar de la turbina de gas y la carga impulsada. Si se supera un nivel de vibración predeterminado, el sistema de protección contra la vibración dispara la turbina y hace un anuncio para indicar la causa del disparo.

Cada canal incluye una toma de vibración (de tipo de velocidad) y un circuito amplificador SPEEDTRONIC Mark VI. Los detectores de vibración generan un voltaje relativamente bajo mediante el movimiento relativo de un imán permanente suspendido en una bobina y, por tanto, no se necesita excitarlo. Un cable blindado de par trenzado se usa para conectar el detector al módulo analógico de entrada y salida (input/output, I/O).

La señal de toma del módulo I/O analógico se alimenta al software de la computadora, donde se le compara con los niveles de alarma y disparo programados como Constantes de control. Véase la Figura 32. Cuando la amplitud de la vibración alcanza el punto de ajuste de disparo programado, el canal activará una señal de disparo, el circuito se enganchará y se mostrará el mensaje "HIGH VIBRATION TRIP". Se puede eliminar la condición de disparo enganchado sólo oprimiendo el botón de restauración maestro (L86MR1) cuando la vibración no es excesiva.

Cuando aparece el mensaje "VIBRATION TRANSDUCER FAULT" y no se interrumpe el funcionamiento de la máquina, la causa puede ser una condición de abierto o de cortocircuito. Este mensaje indica que se requieren acciones de mantenimiento o reemplazo. Con la pantalla <HMI>, es posible monitorear los niveles de vibración de cada uno de los canales mientras la turbina está funcionando sin interrumpir la operación.

Monitoreo de la combustión

La función principal del monitor de combustión es reducir la probabilidad de un daño extenso a la turbina de gas si se deteriora el sistema de combustión. El monitor hace esto examinando los termopares de temperatura de los gases de escape y los termopares de temperatura de descarga del compresor. A partir de los cambios que puedan darse en el patrón de lecturas de los termopares, el software monitor de combustión genera señales de advertencia y de protección para dar una alarma o un disparo a la turbina de gas.

Este medio de detectar anomalías en el sistema de combustión sólo es efectivo cuando hay una mezcla incompleta al pasar los gases por la turbina. Un patrón no uniforme de admisión a la turbina causará un patrón no uniforme de gases de escape. El patrón no uniforme de admisión puede tener como causa la pérdida de combustible o de la llama en una cámara de combustión, una ruptura en una pieza de transición o algún otro desperfecto en la combustión.

La utilidad y confiabilidad del monitor de combustión depende de la condición de los termopares de escape. Es importante que ambos termopares estén en buenas condiciones de funcionamiento.

Software de monitoreo de la combustión

Los controladores contienen una serie de programas escritos para realizar las tareas de monitoreo (Véase el Esquema de monitoreo de combustión, Figura 33). El principal programa monitor está escrito para analizar las lecturas de los termopares y tomar las decisiones correspondientes. Se han desarrollado varios distintos algoritmos para esto en función de la serie del modelo de la turbina y el tipo de termopares utilizados. Las constantes significativas del programa que se usan con cada algoritmo se especifican en la Especificación de control de cada unidad.

El algoritmo más avanzado, que es estándar para las turbinas de gas con sensores redundantes, utiliza pruebas de desviación de temperatura y adyacencia para diferenciar entre los problemas reales de combustión y las fallas de los termopares. El comportamiento se resume en el diagrama de Venn (Figura 34) donde:

S_{permitir} es la "Desviación permisible", con base en la temperatura de escape promedio y la temperatura de descarga del compresor.

S1, S2 y S3 se definen de la siguiente manera:

- a. SPREAD #1 (S_1): La diferencia entre la mayor lectura del termopar y la menor
- b. SPREAD #2 (S_2): La diferencia entre la mayor lectura del termopar y la segunda menor
- c. SPREAD #3 (S_3): La diferencia entre la mayor lectura del termopar y la tercera menor

La desviación permisible estará entre los límites TTKSPL7 y TTKSPL6, generalmente 17° C (30 °F) y 53° C (125° F). Los valores de las constantes del programa monitor de combustión se indican en las Especificaciones de control.

Las diversas salidas del procesador controlador al <HMI> causan que se presenten mensajes de alarma así como acciones de control adecuadas. Las salidas del monitor de combustión son:

Alarma de problemas en el termopar del escape (Exhaust Thermocouple Trouble Alarm) (L30SPTA)

Puede ocurrir una alarma de termopar (L30SPTA) si cualquier valor de termopares causa que la mayor desviación supere una constante (generalmente de 5 veces la desviación permisible). Si esta condición se mantiene durante cuatro segundos, aparecerá el mensaje de alarma "EXHAUST THERMOCOUPLE TROUBLE" y se mantendrá encendido hasta que se le reconozca y restaure. Esto habitualmente indica un termopar que ha fallado, es decir, un circuito abierto.

Alarma de problemas de combustión (L30SPA)

Puede ocurrir una alarma de combustión si un valor de termopares causa que la mayor desviación supere una constante (generalmente la desviación permisible). Si esta condición se mantiene durante tres segundos, aparecerá el mensaje de alarma "COMBUSTION TROUBLE" y se mantendrá encendido hasta que se le reconozca y reinicie.

Disparo de elevada desviación de la temperatura de escape (High Exhaust Temperature Spread Trip, L30SPT)

Un disparo de alta desviación de la temperatura del escape puede ocurrir si:

Existe la alarma "COMBUSTION TROUBLE", la segunda mayor desviación supera una

constante (generalmente de 0.8 veces la desviación permisible) y la salida más bajas así como la segunda salida más baja son de termopares adyacentes

Existe la alarma "EXHAUST THERMOCOUPLE TROUBLE", la segunda mayor desviación supera una constante (generalmente de 0.8 veces la desviación permisible) y las segunda y tercera salidas más bajas son de termopares adyacentes

La tercera mayor desviación supera una constante (generalmente la desviación permisible) durante cinco minutos

Si existe cualquiera de las condiciones de disparo durante 9 segundos, se cerrará el disparo y aparecerá el mensaje "HIGH EXHAUST TEMPERATURE SPREAD TRIP". La turbina se disparará por medio del circuito de protección maestro. Se mostrarán las señales de alarma y disparo hasta que se reconozcan y restauren.

Habilitación de monitor (L83SPM)

La función protectora del está habilitada cuando la turbina está por encima de 14HS y no se ha dado una señal de parada. El objetivo de la señal "habilitar" (L83 SPM) es para evitar una acción falsa durante las condiciones transitorias de arranque y parada. Cuando no está habilitado el monitor, no se toma ninguna nueva medida de protección. El monitor de combustión también estará deshabilitado durante un elevado índice de cambios de FSR. Esto evita falsas alarmas y disparos durante estados transitorios grandes de combustible y carga.

Las dos fuentes principales de señales de alarma y de disparo que genera el monitor de combustión son los termopares con falla y problemas en el sistema de combustión. Entre las demás causas tenemos mala distribución del combustible debido a boquillas de combustible obstruidas o desgastadas y extinción de la cámara debido, por ejemplo, a inyección de agua.

Las pruebas de alarma y acción de disparo de combustión se han diseñado para reducir al mínimo las acciones falsas debido a fallas en los termopares. Si fallara un controlador, los termopares del controlador que falla se ignorarán (de manera similar al control de temperatura) de modo que no causen un disparo falso.

Princ_Mk_VI

PRINCIPIOS BÁSICOS DEL SISTEMA DE CONTROL SPEEDTRONIC™ MARK VI

Capacitación de GE Power Systems

General Electric Company

One River Road Schenectady, NY 12345

TermoBarrancas
Barinas, Venezuela
GT 7FA 298593;

; File: F:\UnitG1\ALARM.dat
; Thursday, May 04, 2006 2:44:34 PM
;

;This File is auto-generated from a 'build' in the GE toolbox with data from the SDB.

;Turbine ALARM text file
;For Unit device G1.
;

;Alarm Type Index No Description
;----- ----- -----

;
QP 0000 ALARM XMIT SUSPENDED. CPU SWITCHED.
QP 0001 BRG METAL TEMP GEN JOURNAL #1 HIGH
QP 0002 BRG METAL TEMP GEN JOURNAL #1 HIGH
QP 0003 BRG METAL TEMP GEN JOURNAL #2 HIGH
QP 0004 BRG METAL TEMP GEN JOURNAL #2 HIGH
QP 0005 BRG METAL TEMP TURB JOURNAL #1 HIGH
QP 0006 BRG METAL TEMP TURB JOURNAL #1 HIGH
QP 0007 BRG METAL TEMP TURB JOURNAL #2 HIGH
QP 0008 BRG METAL TEMP TURB JOURNAL #2 HIGH
QP 0009 BRG METAL TEMP THRUST ACTIVE 12 HIGH
QP 0010 BRG METAL TEMP THRUST ACTIVE 14 HIGH
QP 0011 BRG METAL TEMP THRUST ACTIVE 4 HIGH
QP 0012 BRG METAL TEMP THRUST ACTIVE 6 HIGH
QP 0013 BRG METAL TEMP THRUST ACTIVE 7 HIGH
QP 0014 BRG METAL TEMP THRUST ACTIVE 8 HIGH
QP 0015 BRG METAL TEMP THRUST INACTIVE 12 HIGH
QP 0016 BRG METAL TEMP THRUST INACTIVE 4 HIGH
QP 0017 BRG METAL TEMP THRUST INACTIVE 6HIGH
QP 0018 BRG METAL TEMP THRUST INACTIVE 8 HIGH
QP 0019 DEW POINT TEMPERATURE HIGH ALARM
QP 0020 DEW POINT TEMPERATURE HIGH HIGH ALARM
QP 0021 PROT MODULE SPEED SGNL LOSS (DECEL DET)
QP 0022 ELECTRICAL OVERSPEED TRIP - HP
QP 0023 LOSS OF PROTECTIVE HP SPEED SIGNALS
QP 0024 PROTECTIVE OVERSPEED STATUS
QP 0025 PROTECTIVE OVERSPEED BOLT TRIP
QP 0026 CONTROL SPEED SIGNAL LOSS - HP
QP 0027 CONTROL SPEED SIGNAL TROUBLE
QP 0028 PROTECTIVE SPEED SIGNAL TROUBLE
QP 0029 APU Trouble Alarm
QP 0030 ISOLATION VALVE DID NOT CLOSE
QP 0031 K25A RELAY HAS NOT BEEN ENABLED
QP 0032 TURBINE COMPARTMENT TEMPERATURE HIGH
QP 0033 CONTROL PANEL TEMPERATURE HIGH
QP 0034 EX2K POWER CONV MODULE TEMP HIGH
QP 0035 EX2K PWR CONVERSION MOD TEMP HIGH-TRIP
QP 0036 GEN COLLECTOR INLET TEMPERATURE HIGH
QP 0037 GEN COLLECTOR OUTLET TEMPERATURE HIGH
QP 0038 GENERATOR COLD GAS TEMPERATURE HIGH
QP 0039 GEN HIGH COLD GAS TEMPERATURE SPREAD
QP 0040 GENERATOR RTD OUT OF LIMITS
QP 0041 GENERATOR RTD HIGH FAILURE DETECTED

QP	0042	GENERATOR RTD LOW FAILURE DETECTED
QP	0043	GENERATOR HOT GAS TEMPERATURE HIGH
QP	0044	GEN FRAME COMMON COLD GAS TEMP HIGH
QP	0045	GENERATOR STATOR CENTER TEMPERATURE HIGH
QP	0046	LUBE OIL TANK TEMPERATURE LOW
QP	0047	DLN HIGH EXHAUST SPREAD LOCKOUT
QP	0048	Air processing unit undervoltage alarm
QP	0049	DC POWER SUPPLY UNDERVOLTAGE
QP	0050	DC MOTOR UNDERVOLTAGE - SEAL OIL
QP	0051	FIRE PROTECTION TRIP RELAY UNDERVOLTAGE
QP	0052	PCC PANEL BOARD UNDERVOLTAGE
QP	0053	PCC BUS 1E UNDERVOLTAGE
QP	0054	PCC BUS 1 UNDERVOLTAGE
QP	0055	PCC BUS 2 UNDERVOLTAGE
QP	0056	DC MOTOR UNDERVOLTAGE (LUBE OIL)
QP	0057	WATER WASH SKID LOSS OF POWER ALARM RELAY
QP	0058	FLAME DETECTOR TROUBLE
QP	0059	CHAMBER FLAMED OUT DURING SHUTDOWN
QP	0060	LOSS OF FLAME TRIP
QP	0061	STARTUP FUEL FLOW EXCESSIVE TRIP
QP	0062	UPSTREAM AA HI\LO POSITION FAULT
QP	0063	DOWNSTREAM AA HI\LO POSITION FAULT
QP	0064	20AA POSITION FEEDBACK FAULT
QP	0065	BATTERY CHARGER #1 AC TROUBLE
QP	0066	BATTERY CHARGER #2 AC TROUBLE
QP	0068	BENTLY NEVADA MONITOR FAULT
QP	0069	BEARING METAL TEMPERATURE HIGH
QP	0070	Compressor Bleed Valve Feedback Fault
QP	0071	COMPRESSOR BLEED VALVE FAILURE TO OPEN
QP	0072	FIRE PROTECTION SYSTEM TROUBLE
QP	0073	FIRE PROTECTION SYSTEM TROUBLE
QP	0074	TURNING GEAR UNABLE TO ROTATE SHAFT
QP	0076	EXICTER TO MKVI COMMUNICATION FAULT
QP	0077	EGD LINK TO THE LS2100 (L1) FAULT
QP	0078	EGD LINK TO THE LS2100 (L2) FAULT
QP	0079	EGD LINK TO THE LCI FAULT
QP	0080	<R> VCMi DIAGNOSTIC HEALTH TROUBLE
QP	0081	<S> VCMi DIAGNOSTIC HEALTH TROUBLE
QP	0082	<T> VCMi DIAGNOSTIC HEALTH TROUBLE
QP	0083	COMPRESSOR STALL DETECTED
QP	0085	GEN PROT FAIL-SHUTDOWN TIMER INITIATED
QP	0086	GEN PROT FAILURE SHUTDOWN INITIATED
QP	0087	DEW POINT TEMPERATURE SENSOR FAULT
QP	0088	HYDROGEN GAS DRYER COMMON TROUBLE
QP	0089	EXCITATION TRANSFORMER TROUBLE
QP	0090	EXCITER FAILURE TO STOP
QP	0091	EXCITER FAILURE TO START
QP	0092	EXCITER NOT READY TO START
QP	0093	EX2K TRIP
QP	0096	FAILURE TO IGNITE
QP	0097	FUEL GAS SYS LOWER DUE TO WOBBE INDEX
QP	0098	SIGNAL FORCING ENABLED
QP	0099	CO2 SYSTEM NOT READY/FAULT ALARM
QP	0100	GAS FUEL INTER-VALVE PRESS. (P2) LOW
QP	0101	FUEL GAS TEMPERATURE HIGH
QP	0102	FTG HIGH-HIGH - HEATER TRIP
QP	0103	FUEL GAS TEMPERATURE HIGH-HIGH SHUTDOWN

QP	0104	GENERATOR CORE MONITOR FAULT
QP	0105	GMS INDICATES GENERATOR OVERHEATING
QP	0106	GENERATOR OVERHEATING VERIFIED
QP	0107	HYD PURITY LOW - INCREASING SCAVENGING
QP	0108	HYD PURITY LOW LOW-SHUTDOWN RECOMMEND
QP	0109	GAS ANALYZER #1 GENERAL FAULT
QP	0110	GAS ANALYZER #2 GENERAL FAULT
QP	0111	HAZ GAS MONITOR POWER SUPPLY FAULT
QP	0112	DEW POINT SENSOR FAULT
QP	0113	EXCESSIVE MOISTURE AT GAS DRYER INLET
QP	0114	DEW POINT SENSORS DIFF FAULT
QP	0115	DEW POINT SENSORS MEDIAN FAULT
QP	0116	LUBE OIL HEADER OR BEARING DRAIN TEMPERATURE HIGH
QP	0117	HIGH LOAD TUNNEL TEMP - AUTO UNLOAD
QP	0118	LOAD TUNNEL THERMOCOUPLE TROUBLE
QP	0119	WARNING - LOAD TUNNEL OVERHEATING
QP	0120	ALMTXT: 'SYNC INHIBITED - EX MAN REG ACTIVE'
QP	0121	GT NEAR DROP OUT OF EMISS COMPL MODE
QP	0122	GT OUT OF EMISSIONS COMPLIANT MODE
QP	0123	REMOTE TUNING -SPLIT BIAS ACTIVE
QP	0124	EXCITER CHANNEL FAILED WITH IGNITOR ON
QP	0125	COMBUSTION TROUBLE
QP	0126	HIGH EXHAUST TEMPERATURE SPREAD TRIP
QP	0127	EXHAUST THERMOCOUPLE TROUBLE
QP	0128	STATIC STARTER (LCI)
QP	0129	STATIC STARTER CONNECT SEQUENCE TROUBLE
QP	0130	LOADING INHIBITED - DCS CC RATE FAULT
QP	0131	TURB AIR INLET SYS/INSTRUMENTS FAULT
QP	0132	HIGH SHAFT CURRENT
QP	0133	HIGH SHAFT VOLTAGE
QP	0134	WHEELSPACE TEMP HIGH - W W INHIBIT
QP	0135	EXHAUST TEMPERATURE HIGH
QP	0136	WHEELSPACE TEMP DIFFERENTIAL HIGH
QP	0137	WHEELSPACE TEMPERATURE HIGH
QP	0138	GENERATOR BREAKER TRIP REVERSE POWER
QP	0139	TNR AT MINIMUM - REVERSE POWER NOT DETECTED
QP	0140	LIQ FUEL PURGE FEED VLV FAILED TO OPEN
QP	0141	LIQUID PURGE DRAIN VALVE FAILED TO CLOSE
QP	0142	IBH MANUAL ISOLATION VALVE NOT OPEN
QP	0143	GAS FUEL VENT VALVE OUT OF POSITION
QP	0144	GAS AUX STOP VALVE POSITION FAULT
QP	0145	WATERINJ PURGE FEED VALVE FAILED TO OPEN
QP	0146	WATER INJ PURGE DRAIN VLV FAILED TO CLOSE
QP	0147	HIGH VIBRATION
QP	0148	Rotor Axial Position Out of Limits - Alarm
QP	0149	Rotor Axial Position Out of Limits - Danger
QP	0150	VIBRATION SENSOR DISABLED
QP	0151	VIBRATION GROUP DISABLED - SHUTDOWN
QP	0152	VIBRATION START INHIBIT
QP	0153	VIBRATION SENSOR DIFFERENTIAL TROUBLE
QP	0154	VIBRATION TRANSDUCER FAULT
QP	0155	PROXIMETER HIGH VIB ALARM COLLECTOR END
QP	0156	PROXIMETER HIGH VIB DANGER COLLECTOR END
QP	0157	PROXIMETER HIGH VIB ALARM BRG #1
QP	0158	PROXIMETER HIGH VIB DANGER BRG #1
QP	0159	PROXIMETER HIGH VIB ALARM BRG #2
QP	0160	PROXIMETER HIGH VIB DANGER BRG #2

QP	0161	PROXIMETER HIGH VIB ALARM COUPLING END
QP	0162	PROXIMETER HIGH VIB DANGER COUPLING END
QP	0163	HIGH VIBRATION SHUTDOWN
QP	0164	HIGH VIBRATION TRIP
QP	0165	TURBINE UNDERSPEED
QP	0166	EXHAUST PRESSURE TRANSDUCER TROUBLE
QP	0167	AMBIENT PRESS FAULT-XFER TO SITE CONST
QP	0168	IBH CONTROL VALVE NOT TRACKING
QP	0169	IBH FAULT - COMPR LIM REF FAILED OPEN
QP	0170	DLN BLEED HEAT SYSTEM FAULT
QP	0171	CUSTOMER PERMISSIVE TO START DISABLED
QP	0172	INLET PRESS DROP MEASUREMENT FAULT
QP	0173	UCVx AIRFLOW OR OVERTEMPERATURE TROUBLE
QP	0174	UCVx OVERTEMPERATURE
QP	0175	FSR LIMITED DUE TO DWATT XDUCER FAILURE
QP	0176	LOSS OF EXTERNAL SETPOINT LOAD SIGNAL
QP	0177	GCV1 SERVO TROUBLE
QP	0178	GCV2 SERVO TROUBLE
QP	0179	GCV3 SERVO TROUBLE
QP	0180	QUATERNARY GC V SERVO TROUBLE
QP	0181	GAS FUEL INTERVALVE PRESSURE TROUBLE
QP	0182	STOP/SPEED RATIO VALVE NOT TRACKING
QP	0183	GAS RATIO VALVE POSITION SERVO TROUBLE
QP	0184	STOP/SPEED RATIO VALVE NOT TRACKING TRIP
QP	0185	IGV POSITION SERVO FAULT
QP	0186	MASTER PROTECTIVE START CHECK ETR FAULT
QP	0187	Inlet Temp Off Line Water Wash Trouble
QP	0188	CONTROL SYSTEM FAULT TRIP
QP	0189	STARTING DEVICE TRIP
QP	0190	LCI DISCONNECT SEQ TRBL - DO NOT START EXCITER
QP	0191	LOSS OF COMPR DISCHARGE PRESS BIAS
QP	0192	CORRECTING TNR DRIFT ON IGV TEMP MATCH
QP	0193	TNR OUTSIDE IGV TMP MATCH RANGE TRIP TM
QP	0194	DWATT TOO LOW TO SUPPORT TNR-TNR LOWER
QP	0195	EXHAUST TC VTCC COMMUNICATIONS FAULT
QP	0196	WATER WASH INHIBITED-AIR TEMP LOW
QP	0197	FAILURE TO SYNCHRONIZE
QP	0198	VSVO IN CALIBRATION MODE
QP	0199	EXCITER MANUAL (FVR) REGULATOR ACTIVE
QP	0200	MAINTENANCE - FORCING MODE ENABLED
QP	0201	GEN SEAL OIL PRESS LOW-START AUX PUMP
QP	0202	Smoke detected in GCC by Sensor 40A
QP	0203	Smoke detected in GCC by Sensor 40B
QP	0204	FIRE DETECTED - CO2 Release Imminent
QP	0205	HAZ GAS MONITOR RACK #1 LEVEL HIGH-HIGH
QP	0206	HAZ GAS MONITOR RACK #1 LEVEL HIGH
QP	0207	HAZ GAS MONITOR RACK #2 LEVEL HIGH-HIGH
QP	0208	HAZ GAS MONITOR RACK #2 LEVEL HIGH
QP	0209	HAZ GAS MONITOR RACK #3 LEVEL HIGH-HIGH
QP	0210	HAZ GAS MONITOR RACK #3 LEVEL HIGH
QP	0211	GAS MONITOR RACK #1 TROUBLE
QP	0212	GAS MONITOR RACK #2 TROUBLE
QP	0213	GAS MONITOR RACK #3 TROUBLE
QP	0214	SMOKE DETECTED - PEECC
QP	0215	SMOKE DETECTED - PEECC BATTERY COMPT
QP	0216	Smoke Detector (Battery Compartment) - PEECC
QP	0217	SMOKE DETECTED - EXCITER

QP	0218	SMOKE DETECTED - GCC - MANUAL
QP	0219	SMOKE DETECTED - GCC - BATTERY CMPT
QP	0220	SMOKE DETECTED - GEC - MANUAL
QP	0221	SMOKE DETECTED - GEC - BATTERY CMPT
QP	0222	SMOKE DETECTED - GTE - MANUAL
QP	0223	SMOKE DETECTED - GTE - BATTERY CMPT
QP	0224	SMOKE DETECTED - LCI
QP	0225	INCOMPLETE SEQUENCE
QP	0226	WATER WASH FLOW TROUBLE TRIP LOGIC
QP	0227	ACCESS COMPT VENT FAN MOTOR OVERLOAD
QP	0228	#2 BRG AREA FAN MOTOR OVERLOAD
QP	0229	TURBINE COMPT VENT FAN OVERLOAD
QP	0230	DC EMERGENCY SEAL OIL PUMP MOTOR OVERLOAD
QP	0231	EXCITATION TRANSFORMER OVERLOAD (GEC)
QP	0232	HYDRAULIC OIL PUMP MOTOR OVERLOAD
QP	0233	AUX LUBE OIL PUMP MOTOR OVERLOAD
QP	0234	DC EMERGENCY LUBE OIL PUMP MOTOR OVERLOAD
QP	0235	GEN AUX SEAL OIL PUMP MOTOR OVERLOAD
QP	0236	LUBE OIL HEATERS OVERLOAD
QP	0237	LUBE OIL MIST ELIMINATOR MOTOR OVERLOAD
QP	0238	TURNING GEAR MOTOR OVERLOAD
QP	0239	TURB SHELL & EXH FRAME MTR OVERLOAD
QP	0240	LOAD COMPARTMENT VENT FANS OVERLOAD
QP	0241	WATER WASH SKID HEATER OVERLOAD ALARM
QP	0242	AUXILIARY MOTOR OVERLOAD
QP	0243	ATOMIZING AIR SYSTEM TRIP
QP	0244	CUSTOMER TRIP
QP	0245	DRY LOW NOX SYSTEM TRIP
QP	0246	EX2K OPERATOR SELECTED EXCITATION OFF
QP	0247	GAS PURGE FAULT PRE-IGNITION TRIP
QP	0248	INLET GUIDE VANE CONTROL FAULT TRIP
QP	0249	LUBE OIL TEMP HI TRIP
QP	0250	TURNING GEAR TROUBLE
QP	0251	AUX PWR TRAFR OVERCURRENT RELAY FAILURE
QP	0252	GENERATOR BREAKER TRIPPED
QP	0253	GENERATOR COMPARTMENT HEATER TROUBLE
QP	0254	AUX HYDRAULIC OIL LAG PUMP MOTOR RUNNING
QP	0255	LINE BREAKER TRIPPED
QP	0256	STANDBY LUBE OIL PUMP MOTOR RUNNING
QP	0257	FAILED AUX SEAL TO LUBE OIL PUMP XFER - START INH
QP	0258	VPRO - OS STPNT CONFIG ERROR TRIP
QP	0259	VPRO - TRIP FROM EXTERNAL CONTACTS 1-7
QP	0260	EMERGENCY MANUAL TRIP - MKVI PANEL
QP	0261	E-STOP 1 PROTECTIVE CIRCUIT LATCHED
QP	0262	VPRO - EMERGENCY STOP PB DEPRESSED
QP	0263	TURBINE STARTUP BOGGED DOWN - TRIP
QP	0264	FSR GAG NOT AT MAX LIMIT
QP	0265	TURBINE FAILED TO ACCEL AT PART SPEED
QP	0266	Backup Exhaust Temp Control Reference Selected
QP	0267	AIR PROCESSING UNIT LOW PRESSURE
QP	0268	LOAD COMPT VENT FAN PRESSURE LOW
QP	0269	TURBINE COMPT VENT FAN PRESSURE LOW
QP	0270	ACCESS COMPT PRESS LOW W/FAN RUNNING
QP	0271	COLLECTOR HSG VENT FILT DIFF PRESS HIGH
QP	0272	CPD PRESSURE LOW ALARM
QP	0273	GENERATOR PURGE CO2 PRESSURE LOW
QP	0274	EXHAUST DUCT PRESSURE HIGH

QP	0275	EXHAUST DUCT PRESS SWITCH FAILURE
QP	0276	EXHAUST DUCT PRESSURE HIGH TRIP
QP	0277	GAS FUEL STRAINER DIFF PRESS HIGH
QP	0278	GAS FUEL PRESSURE LOW
QP	0279	GAS COALESCING FILTER #1 DIFF PRESS HI - MAINTENAN
QP	0280	GAS COALESCING FILTER #2 DIFF PRESS HI
QP	0281	GENERATOR H2 PRESSURE HIGH
QP	0282	GENERATOR H2 PRESSURE LOW
QP	0283	HYDROGEN SUPPLY PRESSURE LOW
QP	0284	HYDRAULIC OIL FILTER DIFF PRESSURE HIGH
QP	0285	GAS FUEL HYDRAULIC TRIP PRESS LOW
QP	0286	GAS FUEL HYDRAULIC PRESSURE SW TROUBLE
QP	0287	HYDRAULIC SUPPLY PRESSURE LOW
QP	0288	LUBE OIL PRESSURE LOW
QP	0289	BEARING LIFT OIL SUPPLY PRESSURE LOW
QP	0290	EMERGENCY LUBE OIL PUMP TEST FAILED
QP	0291	MAIN LUBE OIL FILTER DIFF PRESSURE HIGH
QP	0292	TURB LUBE OIL HEADER PRESS SW FAULT
QP	0293	TURBINE LUBE OIL HEADER PRESS LOW TRIP
QP	0294	LOW VACUUM IN LUBE OIL RESERVOIR
QP	0295	LOW SEAL OIL DIFFERENTIAL PRESSURE
QP	0296	SEAL OIL DIFFERENTIAL PRESS LOW SHUTDOWN
QP	0297	SEAL OIL PRESS SHUTDOWN SW TROUBLE
QP	0298	TURBINE AIR INLET DIFFERENTIAL PRESS HIGH
QP	0299	TURB INLT DIFF PRESS HI AUTO SHUTDOWN
QP	0300	TURB AIR INLET DIFF PRESS SWITCHES FAULT
QP	0301	Turbine Compressor Water Wash Pressure Alarm
QP	0302	Turbine Compressor Water Wash Pressure-Pump Trip
QP	0303	BATTERY 125VDC GROUND
QP	0304	GAS COALESCING FILTER 1 LEVEL HI, LOWER SECTION
QP	0305	GAS COALESCING FILTER 2 LEVEL HI, UPPER SECTION
QP	0306	GAS COALESCING FILTER #1 LEVEL SENSOR TROUBLE
QP	0307	GAS COALESCING FILTER 2 LEVEL HI, LOWER SECTION
QP	0308	GAS COALESCING FILTER 2 LEVEL HI, UPPER SECTION
QP	0309	GAS COALESCING FILTER #2 LEVEL SENSOR TROUBLE
QP	0310	GAS COALESCING FILTER 1 LEVEL HIGH HIGH - TRIP
QP	0311	GAS COALESCING FILTER 2 LEVEL HIGH HIGH - TRIP
QP	0312	GAS SCRUBBER #1 LEVEL HIGH
QP	0313	GAS SCRUBBR #1 LVL HIGH-COALESCING FLTR
QP	0314	GAS SCRUBBER #1 LEVEL HIGH - TRIP
QP	0315	GAS CONDENSATE LEVEL SENSOR TROUBLE
QP	0316	LUBE OIL LEVEL HIGH
QP	0317	LUBE OIL LEVEL LOW
QP	0318	LUBE OIL LEVEL LOW - STOP HEATERS
QP	0319	SEAL OIL DRAIN LIQUID LEVEL HIGH
QP	0320	EMERGENCY SEAL OIL PUMP RUNNING
QP	0321	EMERGENCY LUBE OIL PUMP MOTOR RUNNING
QP	0322	Primary 125VDC power to GP2100 lost
QP	0323	125VDC power to Brkr protection in GP2100 lost
QP	0324	Redundant 125VDC power to GP2100 lost
QP	0325	Loss of fuse, coil or pwr supply to Lockout relay
QP	0326	CONTROL COMPARTMENT TEMP HIGH
QP	0331	CBV Fault - Unit Step to Spinning Reserve
QP	0332	CBV FAILED TO CLOSE-LOAD LIMITING
QP	0333	OVERSPEED TEST MODE SELECTED
QP	0334	2nd BREAKER SWITCHING RELAY FAILURE
QP	0335	FUEL GAS CHROMATOGRAPH LHV INPUT FAIL

QP	0336	REMOTE BREAKER OPEN DETECTED
QP	0337	FUEL GAS CHROMATOGRAPH SG INPUT FAIL
QP	0338	GEN BRKR FAILURE LOCKOUT RELAY TRIP
QP	0339	ACCESSORY COMPT COOLING FAN TROUBLE
QP	0340	#2 BRG AREA LAG COOLING FAN RUNNING
QP	0342	TURBINE COMPT COOLING FAN TROUBLE
QP	0343	Loss of Turb Compt Ventilation Shutdown
QP	0344	COMPRESSOR BLEED VALVE POSITION TROUBLE
QP	0345	Comp Bld Vlv - Confirmed Failure to CLOSE
QP	0346	COMP BLEED VALVE POS TROUBLE-TRIP
QP	0347	COMP OPERATING LIMIT CONTROL FAULT
QP	0348	POST-IGNITION P2 HIGH TRIP
QP	0349	PRE-IGNITION P2 PRESS HIGH IGN INHIBIT
QP	0350	POST-IGNITION P2 LOW TRIP
QP	0351	UNIT TRIP VIA 86G-1A LOCKOUT RELAY
QP	0352	UNIT TRIP VIA 86G-1B LOCKOUT RELAY
QP	0353	EX AND GEN BREAKER TRIP VIA 86G-2A
QP	0354	EX AND GEN BREAKER TRIP VIA 86G-2B
QP	0355	PM1 GCV OUT OF POSITION
QP	0356	PM1 GCV OUT OF POSITION TRIP
QP	0357	PM2 GCV OUT OF POSITION
QP	0358	PM2 GCV OUT OF POSITION TRIP
QP	0359	PM3 GCV OUT OF POSITION
QP	0360	PM3 GCV OUT OF POSITION TRIP
QP	0361	QUATERNARY GCV OUT OF POSITION
QP	0362	QUATERNARY GCV OUT OF POSITION TRIP
QP	0363	GAS LEAK TEST OF SRV FAILED
QP	0364	GAS LEAK TEST OF GCV/VENT FAILED
QP	0365	INLET GUIDE VANE CONTROL TROUBLE
QP	0366	HYDRAULIC PROTECTIVE TROUBLE LOCKOUT
QP	0367	ACCESSORY COMPT HUMIDITY HEATER NOT ON
QP	0368	(88HQ-1) HYDRAULIC PUMP IS LOCKED OUT
QP	0369	(88HQ-2) HYDRAULIC PUMP IS LOCKED OUT
QP	0370	BOTH HYDRAULIC PUMPS LOCKED OUT
QP	0371	TURBINE COMPT HUMIDITY HEATER TROUBLE
QP	0372	GENERATOR BREAKER TRIPPED VIA 86IE
QP	0373	LIQUID FUEL PURGE LOW-LOW PRESSURE RATIO
QP	0374	LIQ FUEL SYS PRES. HIGH HIGH TRIP
QP	0375	LUBE OIL THERMOCOUPLE FAILURE
QP	0376	MASTER PROTECTIVE STARTUP LOCKOUT
QP	0377	Loss of Compartment Pressurization Shutdown
QP	0378	PEAK LOCKOUT - LOW AMB, IBH/WTRWSH/STEAM/LIQFUL ON
QP	0379	LUBE OIL MIST ELIMINATOR LAG MOTOR RUNNING
QP	0380	AUTO SYNCHRONIZING LOCKOUT
QP	0381	GSU Transformer Lockout Trip
QP	0382	COMPRESSOR INLET THERMOCOUPLE DISAGREE
QP	0383	EXHAUST THERMOCOUPLES OPEN TRIP
QP	0384	TURB SHELL & EXH FRAME LAG FAN RUNNING
QP	0385	EXHAUST OVER TEMPERATURE TRIP
QP	0386	Generator and GSU Transformer Lockout Trip
QP	0387	LOAD COMPARTMENT VENT LAG FAN RUNNING
QP	0388	GAS VALVE COMPARTMENT HEATER NOT ON
QP	0389	WATER INJ PURGE VERY LOW PRESSURE RATIO
QP	0390	WATER WASH SKID CONTROL LOCKOUT
QP	0391	LCI DISCON FAILURE-FAIL TO CLOSE 89ND
QP	0392	LCI DISCON FAILURE-FAIL TO OPEN 89SS
QP	0393	EXCITER BRIDGE TEMPERATURE HIGH

QP	0394	EXH FRAME & #2 BRG COOLING TRBLE - UNLD
QP	0395	AA PRESS VERY LOW, FIRED SHUTDOWN
QP	0396	FIRE PROTECTION RELEASED IN ZONE #1
QP	0397	FIRE PROTECTION RELEASED IN ZONE #2
QP	0398	FIRE PROTECTION RELEASED IN ZONE #3
QP	0399	GAS AUX STOP VLV TROUBLE
QP	0400	FAILURE TO IGNITE ON GAS -TRIP
QP	0401	FAILURE TO IGNITE ON OIL -TRIP
QP	0402	GENERATOR VENTILATION TROUBLE SHUTDOWN
QP	0403	GENERATOR HYDROGEN PURGE SHUTDOWN
QP	0404	SHUTDOWN PAUSED - COMP BLD VLV POS FAIL
QP	0405	GAS FUEL PRESSURE TRANSMITTERS DIFFERENCE FAILURE
QP	0406	FUEL GAS PRESSURE HIGH
QP	0407	GAS FUEL SUPPLY PRESSURE LOW
QP	0408	BAROMETRIC PRESSURE TRANSDUCERS DISAGREE
QP	0409	C60 : Voltage unbalance detected
QP	0410	C60 : Breaker failed to trip
QP	0411	C60 : Critical Relay failure
QP	0412	C60 : Relay tripped
QP	0413	C60 : Voltage Transformer Fuse Failure
QP	0414	EGD LINK TO THE UC2000 FAULT
QP	0415	IBH PRESSURE TRANSDUCER FAULT
QP	0416	COMP DISCHARGE XDUCER DIFF FAULT HIGH
QP	0417	IBH FAULT - COMPR PRESS RATIO ERROR HIGH
QP	0418	COMPR DISCHARGE TEMP HIGH SPREAD
QP	0419	MEGAWATT TRANSDUCER SIGNAL TROUBLE
QP	0420	DWATT NONZERO WITH BREAKER OPEN
QP	0421	Gas Module Haz Gas Signal Trouble Shutdown
QP	0422	Gas Compt Haz Gas System Fault Trip
QP	0423	GAS FUEL COMPT HAZ GAS LEVEL HIGH
QP	0424	GAS COMPT HAZ GAS LEVEL HIGH HIGH TRIP
QP	0425	HAZ GAS SYSTEM ANALOG SIGNAL FAULT
QP	0426	Hazardous Gas System Fault Shutdown
QP	0427	Gen Coll Cab Haz Gas Signal Trouble Shutdown
QP	0428	Gen Coll Cab Haz Gas Signal Trouble Trip
QP	0429	GEN COL CAB HAZ GAS LEVEL HIGH
QP	0430	GEN COL CAB HAZ GAS LEVEL HI-HI TRIP
QP	0431	Turb Compt Haz Gas System Fault Shutdown
QP	0432	Turb Compt Haz Gas System Fault Trip
QP	0433	TURB COMPT HAZ GAS LEVEL HIGH
QP	0434	TURB COMPT HAZ GAS LEVEL HIGH HIGH TRIP
QP	0435	GCV 1 REG AT NULL COMP AUTHORITY LIMIT
QP	0436	GCV 2 REG AT NULL COMP AUTHORITY LIMIT
QP	0437	GCV 3 REG AT NULL COMP AUTHORITY LIMIT
QP	0438	GCV 4 REG AT NULL COMP AUTHORITY LIMIT
QP	0439	INTERVALVE PRESSURE TRANSDUCERS DISAGREE
QP	0440	Gen Brkr Trip via DCS Runback to FSNL Signal
QP	0441	COMPR LIM FSR BACKUP CONTROL ACTIVE
QP	0442	GAS FUEL THERMOCOUPLE SIGNAL TROUBLE
QP	0443	GAS FUEL TC SIGNAL OUT OF RANGE
QP	0444	G60 : Excessive volts per hertz
QP	0445	G60 : Generator Undervoltage
QP	0446	G60 : Negative sequence Overcurrent
QP	0447	G60 : Generator Overvoltage
QP	0448	G60 : Generator overfrequency
QP	0449	G60 : Critical Relay failure
QP	0450	G60 : Relay tripped

QP	0451	G60 : Voltage Transformer Fuse Failure
QP	0452	G60B : Critical Relay failure
QP	0453	G60B : Relay tripped
QP	0454	G60B : Voltage Transformer Fuse Failure
QP	0455	GEN ROTOR FAN DIFF PRESSURE HIGH
QP	0456	GEN H2 GAS PRESSURE HIGH
QP	0457	GEN LIQUID LEVEL HIGH
QP	0458	GEN LIQUID LEVEL HIGH HIGH
QP	0459	H2 PURITY HIGH READING, SENSOR TROUBLE
QP	0460	HYDROGEN SUPPLY PRESSURE LOW
QP	0461	KE1 RELAY ENABLED
QP	0462	KE2 RELAY ENABLED
QP	0463	KE3 RELAY ENABLED
QP	0464	EX2K OVEREXCITATION LIMITER IS ACTIVE
QP	0465	Rack R0 Pwr Supply Trouble - See Diag Alarms
QP	0466	Rack S0 Pwr Supply Trouble - See Diag Alarms
QP	0467	Rack T0 Pwr Supply Trouble - See Diag Alarms
QP	0468	FAILED PT FEEDBACK
QP	0469	DETECT LOSS OF POWER TO IGNITION CIRCUIT
QP	0470	GAS TURBINE LOAD RUNBACK
QP	0471	STATIC STARTER FAILURE TO POWER UP
QP	0473	T60 : Critical Relay failure
QP	0474	T60 : Relay tripped
QP	0475	T60B : Critical Relay failure
QP	0476	T60B : Relay tripped
QP	0477	#1 JOURNAL BEARING DRAIN TEMP HIGH
QP	0478	#2 JOURNAL BEARING DRAIN TEMP HIGH
QP	0479	#1 GEN JOURNAL BRG DRAIN TEMP HIGH
QP	0480	#2 GEN JOURNAL BRG DRAIN TEMP HIGH
QP	0481	LUBE OIL HEADER TEMPERATURE HIGH
QP	0482	LUBE OIL TRIP TEMP DIFF HI
QP	0483	LUBE OIL IMMERSION HTR TC TROUBLE
QP	0484	LUBE OIL RESERVOIR THERMOCOUPLE FAILURE
QP	0485	LUBE OIL IMMERSION HEATER TEMP HIGH
QP	0486	EX2K UNDEREXCITATION LIMITER IS ACTIVE
QP	0487	EX2K VOLTS/HZ LIMITER IS ACTIVE
QP	0488	EMERGENCY REMOTE MANUAL TRIP
QP	0489	<R> SLOT 2 UCVX DIAGNOSTIC ALARM
QP	0490	<S> SLOT 2 UCVX DIAGNOSTIC ALARM
QP	0491	<T> SLOT 2 UCVX DIAGNOSTIC ALARM
QP	0492	<R> SLOT 14 VAIC DIAGNOSTIC ALARM
QP	0493	<R> SLOT 15 VAIC DIAGNOSTIC ALARM
QP	0494	<R> SLOT 18 VAIC DIAGNOSTIC ALARM
QP	0495	<S> SLOT 14 VAIC DIAGNOSTIC ALARM
QP	0496	<S> SLOT 15 VAIC DIAGNOSTIC ALARM
QP	0497	<T> SLOT 14 VAIC DIAGNOSTIC ALARM
QP	0498	<T> SLOT 15 VAIC DIAGNOSTIC ALARM
QP	0499	<R> SLOT 1 VCM1 DIAGNOSTIC ALARM
QP	0500	<S> SLOT 1 VCM1 DIAGNOSTIC ALARM
QP	0501	<T> SLOT 1 VCM1 DIAGNOSTIC ALARM
QP	0502	<R> SLOT 8 VCRC DIAGNOSTIC ALARM
QP	0503	<R> SLOT 9 VCRC DIAGNOSTIC ALARM
QP	0504	<R> SLOT 12 VCRC DIAGNOSTIC ALARM
QP	0505	<R> SLOT 19 VCRC DIAGNOSTIC ALARM
QP	0506	<S> SLOT 8 VCRC DIAGNOSTIC ALARM
QP	0507	<S> SLOT 9 VCRC DIAGNOSTIC ALARM
QP	0508	<S> SLOT 12 VCRC DIAGNOSTIC ALARM

QP	0509	<S> SLOT 19 VCRC DIAGNOSTIC ALARM
QP	0510	<T> SLOT 8 VCRC DIAGNOSTIC ALARM
QP	0511	<T> SLOT 9 VCRC DIAGNOSTIC ALARM
QP	0512	<T> SLOT 12 VCRC DIAGNOSTIC ALARM
QP	0513	<T> SLOT 18 VCRC DIAGNOSTIC ALARM
QP	0514	<X> VPRO DIAGNOSTIC ALARM
QP	0515	<Y> VPRO DIAGNOSTIC ALARM
QP	0516	<Z> VPRO DIAGNOSTIC ALARM
QP	0517	<S> SLOT 20 VRTD DIAGNOSTIC ALARM
QP	0518	<T> SLOT 20 VRTD DIAGNOSTIC ALARM
QP	0519	<R> SLOT 5 VSVO DIAGNOSTIC ALARM
QP	0520	<R> SLOT 10 VSVO DIAGNOSTIC ALARM
QP	0521	<S> SLOT 5 VSVO DIAGNOSTIC ALARM
QP	0522	<S> SLOT 10 VSVO DIAGNOSTIC ALARM
QP	0523	<T> SLOT 5 VSVO DIAGNOSTIC ALARM
QP	0524	<T> SLOT 10 VSVO DIAGNOSTIC ALARM
QP	0525	<R> SLOT 21 VTCC DIAGNOSTIC ALARM
QP	0526	<S> SLOT 18 VTCC DIAGNOSTIC ALARM
QP	0527	<S> SLOT 21 VTCC DIAGNOSTIC ALARM
QP	0528	<T> SLOT 21 VTCC DIAGNOSTIC ALARM
QP	0529	<R> SLOT 7 VTUR DIAGNOSTIC ALARM
QP	0530	<S> SLOT 7 VTUR DIAGNOSTIC ALARM
QP	0531	<T> SLOT 7 VTUR DIAGNOSTIC ALARM
QP	0532	<R> SLOT 16 VVIB DIAGNOSTIC ALARM
QP	0533	<S> SLOT 16 VVIB DIAGNOSTIC ALARM
QP	0534	<T> SLOT 16 VVIB DIAGNOSTIC ALARM
QP	0535	<T> SLOT 19 VAIC DIAGNOSTIC ALARM
QP	0536	SITE ISOTHERM TUNING ENABLED
QP	0537	Gas Dryer Dewpoint Level High
QP	0539	MEDIAN AMBIENT TEMPERATURE TC TROUBLE

Tab 17

Características del desempeño de la turbina de gas GE

Frank J. Brooks

GE Power Systems

Schenectady, NV

Características del desempeño de la turbina de gas GE

Contenido

Introducción

Principios termodinámicos

El ciclo de Brayton

Análisis termodinámico

Ciclo combinado

Factores que afectan el desempeño de las turbinas de gas

Temperatura del aire y elevación del sitio

Humedad

Pérdidas en la admisión y el escape

Combustibles

Calefacción del combustible

Inyección del diluyente

Extracción de aire

Mejoras al desempeño

Enfriamiento de la admisión

Inyección de vapor y agua para el aumento de la potencia

Valor nominal máximo

Degradación del desempeño

Comprobación del desempeño de la turbina de gas

Resumen

Lista de figuras

Lista de tablas

Características del desempeño de la turbina de gas GE

Introducción

GE ofrece turbinas de gas tanto para trabajo pesado como derivadas de aeronave para la generación de electricidad y aplicaciones industriales. La línea de productos para trabajo pesado consta de cinco distintas series de modelos: MS3002, MS5000, MS6001, MS7001 y MS9001.

La MS5000 está diseñada para configuraciones de uno o dos ejes para aplicaciones tanto de generación como de accionamiento mecánico. Las MS5000 y MS6001 son unidades accionadas por engranajes que se pueden aplicar en los mercados para corriente de 50 Hz y 60 Hz.

Todas las unidades con una estructura mayor que la Estructura 6 son unidades de accionamiento directo. Las unidades de la serie MS7000 que se usan para aplicaciones de 60 Hz tienen velocidades de rotación de 3600 rpm. Las unidades de la serie MS9000 que se usan para aplicaciones de 50 Hz tienen velocidades de rotación de 3000 rpm. En aplicaciones de accionamiento de generadores, la línea de productos cubre un rango que va de aproximadamente 35,800 hp a 345,600 hp (26,000 kW a 255,600 kW).

La *Tabla 1* proporciona una lista completa de las salidas disponibles y las tasas de calor de las turbinas de gas GE para trabajo pesado. La *Tabla 2* enumera las características nominales de las unidades de accionamiento mecánico, que van de 14,520 hp a 108,990 hp (10,828 kW a 80,685 kW).

La designación de número de modelo completa para cada máquina de línea de productos para trabajo pesado se proporciona en las *Tablas 1 y 2*. En la *Figura 1* se da una explicación del número del modelo.

Este artículo revisa algunos de los principios termodinámicos básicos del funcionamiento de una

turbina de gas y explica algunos de los factores que afectan su desempeño.

Principios termodinámicos

Un diagrama esquemático de una turbina de gas de ciclo sencillo y eje sencillo se muestra en la Figura 2. El aire entra al compresor de flujo axial en el punto 1 en condiciones de ambiente. Dado que tales condiciones varían de un día a otro y de lugar a lugar, es conveniente tener en consideración algunas condiciones estándar para efectos de comparación. Las condiciones estándar usadas por la industria de las turbinas de gas son 59 F/15 C, 14.7 psia/1.013 bar y 60% de humedad relativa, que ha establecido la Organización internacional de estándares (International Standards Organization, ISO) y se les conoce comúnmente como condiciones ISO.

El aire que entra en el compresor en el punto 1 se comprime a una mayor presión. No se añade calor, pero la compresión eleva la temperatura del aire, de modo que el aire en la descarga del compresor está a temperatura y presión mayores.

Al salir del compresor, el aire entra en el sistema de combustión en el punto 2, donde se inyecta combustible y ocurre la combustión. El proceso de combustión ocurre a una presión básicamente constante. Aunque se alcanzan altas temperaturas locales dentro de la zona principal de combustión (que se aproximan a las condiciones estequiométricas), el sistema de combustión está diseñado para proporcionar mezclado, quemado, dilución y enfriamiento. Por tanto, para cuando la mezcla de combustión sale del sistema de combustión y entra a la turbina en el punto 3, lo hace a una temperatura promedio mixta.

En la sección de la turbina en sí, la energía de los gases calientes se convierte en trabajo. Esta conversión de hecho tiene lugar en dos pasos. En la sección de las boquillas de la turbina, los gases calientes se expanden y

parte de la energía térmica se convierte en energía cinética. En la sección siguiente de alabes de la turbina, una parte de la energía cinética se transfiere a los alabes giratorios y se convierte en trabajo.

Parte del trabajo desarrollado por la turbina se usa para impulsar el compresor, y el resto está disponible para hacer trabajo útil en la brida de salida de la turbina de gas. Normalmente, más del 50% del trabajo desarrollado por las secciones de la turbina se usa para accionar el compresor de flujo axial.

Como se muestra en la Figura 2, las turbinas de gas de eje sencillo se configuran en un eje continuo y, por tanto, todas las etapas funcionan a la misma velocidad. Estas unidades se usan comúnmente para aplicaciones de accionamiento de generadores en las que no se requiere una variación significativa de la velocidad.

Un diagrama esquemático de una turbina de gas de ciclo sencillo y dos ejes se muestra en la Figura 3. El rotor de baja presión o de potencia de la turbina está mecánicamente separado del rotor de la turbina de compresión de alta presión. Se dice que el rotor de baja presión está termodinámicamente acoplado. Esta singular característica permite que se haga funcionar la turbina de potencia a diversas velocidades y hace de las turbinas de gas de doble eje adecuadas idealmente para aplicaciones de velocidad variable.

Todo el trabajo que desarrolla la turbina de potencia está disponible para impulsar el equipo de carga, dado que el trabajo desarrollado por la turbina de alta presión suministra toda la energía necesaria para impulsar el compresor. En máquinas de doble eje, los requisitos de arranque del tren de carga de la turbina de gas se reducen porque el equipo de carga está mecánicamente separado de la turbina de alta presión.

El ciclo de Brayton

El ciclo termodinámico en el cual funcionan todas las turbinas de gas se llama ciclo de Brayton. La Figura 4 muestra los diagramas clásicos de presión-volumen (PV) y temperatura-entropía (TS) de este ciclo. Los números de este diagrama corresponden a los números que también se usan en la Figura 2. La ruta 1 a 2 representa la compresión que ocurre en el compresor, la ruta 2 a 3 representa la adición a presión constante de calor en los sistemas de combustión y la ruta 3 a 4 representa la expansión que ocurre en la turbina.

La ruta de 4 de vuelta a 1 en los diagramas de ciclo de Brayton indica un proceso de enfriamiento a presión

constante. En la turbina de gas, este enfriamiento lo realiza la atmósfera, que proporciona aire fresco y frío de manera continua en el punto 1 a cambio de los gases calientes que salen a la atmósfera en el punto 4. El ciclo real es "abierto" más que "cerrado", como se indica.

Todo ciclo de Brayton puede caracterizarse por dos parámetros significativos: el índice de presión y la temperatura. La tasa de presión en el punto 2 (presión de descarga del compresor) dividida entre la presión en el punto 1 (presión de admisión al compresor). En un ciclo ideal, esta tasa de presión es también igual a la presión del punto 3 dividida entre la presión del punto 4. No obstante, en un ciclo real hay alguna ligera pérdida de presión en el sistema de combustión y, por tanto, la presión en el punto 3 es ligeramente menor que la del punto 2.

El otro parámetro significativo, la temperatura de encendido, se considera la mayor temperatura que se alcanza en el ciclo. GE define la temperatura de encendido como la temperatura total media de flujo de masa en el plano del borde de flujo de la boquilla de la etapa 1. Actualmente, todas las boquillas de primera etapa se enfrían para conservar las temperaturas dentro de los límites de operación de los materiales que se usan. Los dos tipos de enfriamiento que GE utiliza actualmente son de aire y de vapor.

El enfriamiento por aire se ha usado durante más de 30 años y se ha desarrollado intensamente en la tecnología de motores de aviones, así como en la más reciente familia de grandes máquinas para la generación de energía. El aire que se usa para enfriamiento en la boquilla de la primera etapa entra en la corriente de gas caliente y reduce la temperatura inmediatamente corriente abajo. GE usa esta temperatura dado que es más indicativa de la temperatura del ciclo representada como la temperatura de encendido por el punto 3 en la Figura 4.

Las boquillas de primera etapa enfriadas por vapor no reducen la temperatura del gas directamente medio la mezcla, porque el vapor está en un lazo cerrado. Como se muestra en la Figura 5, la temperatura de encendido en una turbina con boquillas enfriadas por vapor (el diseño "H" actual de GE) tiene un aumento de 200 grados sin aumentar la temperatura de salida de la combustión.

Un método alternativo para determinar la temperatura de encendido se define en el documento 2314 de la ISO, "Turbinas de gas: pruebas de aceptación". La temperatura de encendido aquí es una temperatura de

referencia de la admisión de la turbina y no es generalmente una temperatura que exista en un ciclo de turbina de gas, sino que se calcula a partir de una compensación de calor en el sistema de combustión, usando parámetros obtenidos en una prueba de campo. Esta temperatura de referencia ISO siempre será menor que la verdadera temperatura de encendido según la define GE, en muchos casos en 100 F/38 C o más para máquinas que usan aire extraído del compresor para el enfriamiento interno, que no pasa por la cámara de combustión. La Figura 6 muestra cómo se definen estas diversas temperaturas.

Análisis termodinámico

La termodinámica clásica permite la evaluación del ciclo de Brayton con parámetros tales como la presión, la temperatura, el calor específico, los factores de eficiencia y el exponente de compresión adiabática. Si se aplica tal análisis al ciclo de Brayton, los resultados se pueden mostrar como una gráfica de la eficiencia del ciclo contra la salida específica del mismo.

La Figura 7 muestra una gráfica de salida y eficiencia para distintas temperaturas de encendido y varios índices de presión. La salida por libra de flujo de aire es importante, porque entre mayor sea este valor, menor será la turbina de gas necesaria para producir la misma salida de potencia. La eficiencia térmica es importante porque afecta directamente los costos de combustible para la operación.

La Figura 7 ilustra varios puntos significativos. En aplicaciones de ciclo sencillo (la curva superior), los aumentos en la tasa de presión se traducen en ganancias de eficiencia a una temperatura de encendido dada.

El índice de presión que da como resultado la mayor salida y la máxima eficiencia varía según la temperatura de encendido, y a mayor índice de presión, mayores son los beneficios derivados de la mayor temperatura de encendido. Los aumentos en la temperatura de encendido proporcionan incrementos en la potencia a un índice de presión dado, aunque hay un sacrificio de la eficiencia debido al aumento en la pérdida de aire de enfriamiento necesarias para mantener la vida de las piezas.

En aplicaciones de ciclo combinado (como se muestra en la gráfica inferior de la Figura 7), los aumentos en el índice de presión tienen un efecto menos pronunciado en la eficiencia. Tenga presente también que conforme aumenta el índice de presión, disminuye la potencia específica. Los aumentos en la temperatura de encendido dan como resultado una eficiencia térmica incrementada.

Las diferencias significativas en la pendiente de las dos curvas indican que los parámetros óptimos del ciclo no son iguales para los ciclos sencillo y combinado.

La eficiencia en el ciclo sencillo se consigue con mayores índices de presión. La eficiencia en el ciclo combinado se obtiene de índices de presión más modestos con mayores temperaturas de encendido. Por ejemplo, los parámetros de diseño de la MS700 1FA son de temperatura de encendido de 2420 F/1316 C e índice de presión de 15.7:1, donde mientras no se maximiza la eficiencia de ciclo sencillo, la eficiencia de ciclo combinado está en su máximo. El ciclo combinado es la aplicación esperada para la MS7001FA.

Ciclo combinado

Una turbina de gas común de ciclo sencillo convertirá de 30% a 40% de la entrada de combustible en salida del eje. Todo menos de 1% a 2% del remanente está en forma de calor de escape. El ciclo combinado se define generalmente como una o más turbinas de gas con generadores de vapor de recuperación de calor en el escape, que producen vapor para un generador de turbina de vapor, calor para procesar o una combinación de ambos.

La Figura 8 muestra un ciclo combinado en su forma más sencilla. La alta utilización de la entrada de combustible a la turbina de gas se puede conseguir con algunos de los ciclos de recuperación de calor más complejos, que involucran calderas de presión múltiple, turbinas de vapor de extracción o superpuestas**** y la evitación del flujo de vapor a un condensador para conservar el contenido de calor latente. No es infrecuente conseguir una utilización de más del 80% de la entrada de combustible mediante una combinación de generación de energía eléctrica y calor de proceso.

Los ciclos combinados que sólo producen energía eléctrica están en el rango de eficiencia térmica del 50% al 60% con las turbinas de gas más avanzadas.

Entre los documentos que se ocupan de las aplicaciones de ciclo combinado en la biblioteca de referencia de GE (GE Reference Library) están: GEE 3574F, "GE Combined-Cycle Product Line and Performance"; 3767, "Single-Shaft Combined-Cycle Power Generation Systems", y 3430F, "Cogeneration Application Considerations."

Factores que afectan el desempeño de las turbinas de gas

Temperatura del aire y elevación del sitio

Dado que la turbina de gas es un motor que respira aire, su desempeño se ve alterado por cualquier cosa que afecte la densidad o flujo de masa de la entrada de aire al compresor. Las condiciones del clima ambiente son los cambios más obvios de las condiciones de referencia de 59 F/15 C y 14.7 psia/1.013 bar. La Figura 9 muestra cómo la temperatura ambiente afecta la salida, índice de calor, consumo de calor y flujo de gases de escape de una MS7001 de eje sencillo. Cada modelo de turbina tiene su propia curva de efecto de la temperatura, ya que depende de los parámetros del ciclo y de las eficiencias de los componentes así como el flujo de la masa de aire.

La corrección para la altitud o la presión barométrica es más sencilla. La densidad del aire se reduce conforme aumenta la elevación del emplazamiento. Mientras que el flujo de aire resultante y la salida disminuyen proporcionalmente, el índice de calor y otros parámetros del ciclo no se ven afectados. Una curva estándar de corrección de la altitud se presenta en la Figura 10.

Humedad

De manera similar, el aire húmedo, que es menos denso que el aire seco, también afecta la salida y el índice de calor, como se muestra en la Figura 11. En el pasado, se creía que este efecto era demasiado pequeño para ser tomado en consideración. No obstante, con el tamaño cada vez más grande de las turbinas de gas y la utilización de humedad para alterar el agua y la inyección de vapor para control del NO_x, este efecto es más significativo.

Debe señalarse que este efecto de la humedad es resultado de la aproximación del sistema de control de la temperatura de encendido que se usa en las turbinas de gas GE para trabajo pesado. Las turbinas de eje sencillo que usan la temperatura del escape de la turbina alterada por el índice de presión del compresor a la temperatura de encendido aproximada, reducirán la potencia como resultado de una mayor humedad en el ambiente. Esto ocurre porque la pérdida de densidad del aire por la humedad es menor que la pérdida de densidad debida a la temperatura. El sistema de control se configura para que siga la función de la temperatura del aire de admisión.

Por contraste, el sistema de control de los aeroderivados usa la temperatura no alterada de descarga del generador

de gas para aproximarse a la temperatura de encendido. El generador de gas puede funcionar a velocidades distintas de las de la turbina de potencia, y la potencia aumentará de hecho conforme se agregue combustible para subir el aire con agua (debido a la humedad) a la temperatura permisible. Este aumento del combustible incrementará la velocidad del generador de gas y compensará la pérdida de densidad del aire.

Pérdidas en la admisión y el escape

La introducción de dispositivos de filtración de aire, silenciadores, enfriadores por evaporación o refrigerantes, o de recuperación de calor provoca pérdidas de presión en el sistema. Los efectos de estas pérdidas de presión son específicos de cada diseño. La Figura 12 muestra los efectos en la MS7001EA, que son comunes para la familia de tecnología E de máquinas escaladas (MS6001B, 7001EA, 9001E).

Combustibles

El trabajo de una turbina de gas puede definirse como el producto del flujo de masa, la energía calorífica en el gas quemado (C_p) y el diferencial de temperatura a lo largo de la turbina. El flujo de masa en esta ecuación es la suma del flujo de aire al compresor y del flujo de combustible. La energía calorífica es una función de los elementos del combustible y de los productos de la combustión.

Las Tablas 1 y 2 muestran que el gas natural (metano) produce casi 2% más salida que el aceite destilado. Esto se debe al mayor calor específico de los productos de la combustión del gas natural, lo que da como resultado un mayor contenido de vapor de agua producido por la mayor tasa hidrógeno / carbón del metano. Este efecto se percibe incluso si el flujo de masa (lb/h) del metano es inferior al flujo de masa del combustible destilado. Aquí, los efectos del calor específico eran mayores que, y opuestos a, los efectos del flujo de masa.

La Figura 13 muestra el efecto total de diversos combustibles en la salida de la turbina. Esta curva usa el metano como combustible de base.

Aunque no hay una relación clara entre el menor valor de calentamiento (LHV) del combustible y la salida, es posible hacer algunas suposiciones generales. Si el combustible consta únicamente de hidrocarburos sin gases inertes y sin átomos de oxígeno, la salida aumenta conforme aumenta el LHV. Aquí, los efectos de C_p son mayores que los efectos del flujo de masa. Igualmente, conforme se aumenta la cantidad de gases inertes, la

disminución en el LHV proporcionará un aumento en la salida. Éste es el impacto más importante de los combustibles de tipo IGCC que tienen grandes cantidades de gases inertes en el combustible. Esta adición de masa de flujo, que no comprime el compresor de la turbina de gas, aumenta la salida de la turbina. La potencia del compresor queda esencialmente sin cambios. Varios efectos colaterales deben tenerse en cuenta al quemar este tipo de combustibles de menor valor calorífico:

- El flujo de masa incrementado a la turbina aumenta el índice de presión del compresor, que a la larga interfiere con el límite de picos del compresor.
- La mayor potencia de la turbina puede superar los límites de falla de par de torsión. En muchos casos, pueden necesitarse un generador más grande y otros equipos accesorios.
- Los altos volúmenes de combustible aumentan los tamaños (y costos) de la tubería y válvulas de combustible. Los gases de carbón de valor Btu bajo o medio se suministran con frecuencia a altas temperaturas, lo que aumenta aún más su flujo de volumen
- Los gases de valor Btu más bajo generalmente se saturan con agua antes de alimentarlos a la turbina. Esto aumenta los coeficientes de transferencia de calor de los productos de la combustión y aumenta las temperaturas de los metales en la sección de la turbina que pueden requerir una menor temperatura de encendido en la operación para conservar las vidas útiles de las piezas.
- Conforme baja el valor Btu, se requiere más aire para quemar el combustible. Es posible que las máquinas con altas temperaturas de encendido no puedan quemar gases de bajo Btu.
- La mayoría de los gasificadores impulsados por aire usan aire suministrado por la descarga del compresor de la turbina de gas.
- La capacidad de extraer aire debe evaluarse y factorizarse en los equilibrios generales de calor y materiales.

Como resultado de estas influencias, cada modelo de turbina tendrá algunas directrices de aplicación acerca de los flujos, temperaturas y salida del eje para conservar la

vida para la cual se diseñó. En la mayoría de casos de operación con combustibles con menor valor de calentamiento, se puede asumir que la salida y la eficiencia serán iguales a, o superiores que, los obtenidos con gas natural. En el caso de combustibles con mayor valor de calentamiento, la salida y la eficiencia pueden ser iguales a, o inferiores que, los obtenidos con gas natural.

Calentamiento del combustible

La mayoría de las instalaciones de turbina de ciclo combinado están diseñadas para la máxima eficiencia. Estas plantas utilizan con frecuencia calentadores integrados de gas combustible. El combustible calentado da como resultado mayor eficiencia de la turbina debido al menor flujo de combustible requerido para elevar la temperatura total del gas a la temperatura de encendido. El calentamiento del combustible dará como resultado una salida ligeramente menor de la turbina de gas debido a la creciente disminución del flujo de volumen. La fuente de calor para el combustible es habitualmente el agua de alimentación IP. Dado que el uso de esta energía en el sistema de calentamiento del combustible de gas es termodinámicamente ventajosa, la eficiencia del ciclo combinado se mejora en aproximadamente 0.6%.

Inyección del diluyente

Desde principios de la década de 1970, GE ha usado inyección de agua o vapor para control del NO_x, con objeto de cumplir las disposiciones estatales y federales aplicables. Esto se consigue admitiendo agua o vapor en el área del sombrero o "extremo de la cabeza" del forro de combustión. Cada configuración de máquina y de cámara de combustión tiene límites a los niveles de inyección de agua o vapor para proteger el sistema de combustión y la sección de la turbina. En función de la cantidad de inyección de agua o vapor que se necesite para alcanzar el nivel de NO_x deseado, la salida aumentará debido al mayor flujo de masa. La figura 14 muestra el efecto de la inyección de vapor en la salida y el índice de calor. Estas curvas asumen que el vapor está libre para el ciclo de la turbina de gas, y por tanto mejora el índice de calor. Dado que esto requiere más combustible que el vapor para elevar el agua a las condiciones adecuadas para la cámara de combustión, la inyección de agua no proporciona una mejora en el índice de calor.

Extracción de aire

En algunas aplicaciones de turbina de gas, puede ser deseable extraer aire del compresor.

Generalmente, hasta el 5% del flujo de aire del compresor se puede extraer de la carcasa de descarga del compresor sin modificar las carcasas o la tubería de la base. La presión y la temperatura del aire dependerán del tipo de máquina y de las condiciones del emplazamiento. La extracción de entre 6% y 20% de aire puede lograrse, en función de la configuración de la máquina y de la cámara de combustión, con algunas modificaciones a las carcasas, la tubería y los controles. Tales aplicaciones deberán revisarse caso por caso. Las extracciones de aires superiores al 20% requerirán una extensa modificación de la carcasa de la turbina y la configuración de la unidad. *La figura 15* muestra el efecto de la extracción de aire en la salida y el índice de calor. Por regla general, cada 1 % de extracción de aire da como resultado un 2% de pérdida de potencia.

Mejoras al desempeño

Generalmente, no es posible controlar algunos de los factores que afectan el desempeño de la turbina de gas. La ubicación prevista del emplazamiento y la configuración de la planta (como sería de ciclo sencillo o combinado) determinan la mayoría de estos factores. En caso de que se necesite más salida, pueden considerarse varias posibilidades para mejorar el desempeño.

Enfriamiento de la admisión

La curva del efecto del ambiente (*véase la Figura 9*) muestra claramente que la salida y el índice de calor de la turbina mejoran conforme disminuye la temperatura de admisión. Se puede conseguir disminuir la temperatura de admisión del compresor instalando un enfriador por evaporación o un refrigerante de admisión en los ductos de la admisión, corriente abajo de los filtros de admisión. La cuidadosa aplicación de estos sistemas es necesaria, dado que la condensación o arrastre de agua pueden exacerbar el depósito de suciedad en el compresor y degradar el desempeño. Estos sistemas generalmente están seguidos de separadores de humedad o almohadillas de combinación para reducir la posibilidad de arrastre de la humedad.

Como muestra la *Figura 16*, las mayores ganancias del enfriamiento por evaporación se consiguen en climas cálidos de baja humedad. Debe señalarse que el enfriamiento por evaporación está limitado a temperaturas ambiente de 59 F/15 C y superiores (temperatura de admisión del compresor >45 F/7.2 C) debido al potencial de escarchado del compresor. La información contenida en la *Figura 16* se basa en un enfriador por evaporación efectivo en un 85%. La efectividad es una medida de cuán exactamente la

temperatura de salida del enfriador se aproxima a la temperatura ambiente de bulbo húmedo. Para la mayoría de las aplicaciones, los enfriadores con una efectividad de 85% o 90% proporcionan el mayor beneficio económico.

Los refrigerantes, a diferencia de los enfriadores por evaporación, no están limitados por la temperatura ambiente de bulbo húmedo. La temperatura que puede conseguirse se ve limitada sólo por la capacidad del dispositivo de refrigeración para producir refrigerante y la capacidad de las bobinas para transferir calor. El enfriamiento sigue inicialmente una línea de humedad específica constante, como se muestra en la *Figura 17*. Conforme se aproxima a la saturación, el agua empieza a condensarse en el aire y se usan eliminadores de niebla. Una transferencia de calor adicional enfría el condensado y el aire, y ocasiona más condensación. Debido al calor relativamente alto de la vaporización del agua, la mayor parte de la energía de enfriamiento de este régimen va a la condensación y poca a la reducción de la temperatura.

Inyección de vapor y agua para el aumento de la potencia

La inyección de vapor o agua en el extremo superior de la cámara de combustión para la reducción de NO_x aumenta el flujo de masa y, por tanto, la salida. Generalmente, la cantidad de agua está limitada a la cantidad necesaria para cumplir con el requisito de NO_x con objeto de reducir al mínimo el costo de operación y el impacto en los intervalos de inspección.

La inyección de vapor para el aumento de la potencia ha sido una opción disponible en las turbinas de gas de GE durante más de 30 años. Cuando se inyecta vapor para el aumento de la potencia, puede introducirse en la carcasa de descarga del compresor de la turbina de gas, así como en la cámara de combustión. El efecto en la salida y el índice de calor es el mismo que se muestra en la *Figura 14*. Las turbinas de gas de GE están diseñadas para permitir hasta el 5% del flujo de aire del compresor para la inyección de vapor a la cámara de combustión y a la descarga del compresor. El vapor debe contener supercalor de 50 F/28 C y estar a presiones comparables a las del gas combustible.

Cuando se usa vapor o agua para aumentar la potencia, el sistema de control se denomina generalmente para permitir sólo la cantidad necesaria para la reducción de NO_x hasta que la máquina alcance la carga base (plena). En ese punto se puede admitir más vapor o agua mediante el control del regulador.

Valor nominal máximo

Los valores de desempeño enumerados en la Tabla 1 son características nominales de carga base. Las características y desempeño ANSI B133.6 definen la carga base como la operación a 8,000 horas al año con 800 horas por cada arranque. También define la carga pico en 1250 horas al año con cinco horas por arranque.

En reconocimiento de las menores horas de operación, es posible aumentar la temperatura de encendido para generar más salida. La penalización de este tipo de operación es de intervalos de inspección más cortos. Pese a esto, hacer funcionar una MS5001, MS6001 o MS7001 al máximo puede ser una forma efectiva en términos de costo-beneficio para obtener más kilowatios sin la necesidad de equipo periférico adicional.

Los generadores empleados con turbinas de gas tienen igualmente valores nominales máximos que se obtienen funcionando a factores de potencia más altos o aumentos de temperatura. Los valores nominales máximos del ciclo son valores que se han ajustado específicamente para la misión de la turbina, teniendo en cuenta tanto los arranques como las horas de funcionamiento. Se pueden seleccionar temperaturas de encendido entre la base y el valor máximo para maximizar las capacidades de potencia de la turbina al tiempo que se mantiene dentro de la envoltura***** límite de arranques del intervalo de reparaciones de la sección caliente de la turbina. Por ejemplo, la 7EA puede funcionar durante 24,000 horas con combustible de gas a la carga base, según se defina. El intervalo límite de arranques para las reparaciones de la sección caliente es de 800 arranques.

Para un ciclo de valor máximo de cinco horas por cada puesta en marcha, el intervalo de reparaciones de la sección caliente ocurriría a las 4,000 horas, lo que corresponde a la operación a temperaturas máximas de encendido. Las misiones de turbina de entre 5 y 800 horas por arranque pueden permitir que aumenten las temperaturas de encendido por encima de la base pero por debajo del valor máximo sin sacrificar horas dedicadas a la reparación de la sección caliente. La inyección de agua para aumentar la potencia se puede factorizar en los valores nominales máximos del ciclo para maximizar aún más la salida.

Degradación del desempeño

Toda la turbomaquinaria experimenta disminuciones en el desempeño al paso del tiempo. La degradación del desempeño de las turbinas de gas puede clasificarse como pérdida recuperable o no recuperable. La pérdida

recuperable se asocia generalmente con suciedad en el compresor y se puede rectificar parcialmente con un lavado con agua o, de manera más exhaustiva, limpiando mecánicamente las hojas y alabes del compresor después de abrir la unidad. La pérdida no recuperable se debe principalmente a huelgos aumentados de la turbina y el compresor y cambios en el acabado de las superficies y el contorno de los planos aerodinámicos. Debido a que esta pérdida tiene como causa la reducción de las eficiencias de los componentes, no se puede recuperar mediante procedimientos operativos, mantenimiento externo ni limpieza del compresor, sino únicamente mediante el reemplazo de las piezas afectadas a los intervalos de inspección recomendados.

Es difícil cuantificar la degradación del desempeño porque es difícil obtener datos de campo consistentes y válidos. La correlación entre distintos emplazamientos se ve impactada por variables como el modo de operación, los contaminantes en el aire, la humedad, el combustible y los niveles de inyección de diluyente para NOx. Otro problema es que los instrumentos y procedimientos de prueba varían enormemente, con frecuencia usando grandes tolerancias.

Comúnmente, la degradación del desempeño durante las primeras 24,000 horas de operación (el intervalo normalmente recomendado para una inspección de la ruta de gases calientes) es del 2% al 6% de las mediciones de la prueba de desempeño cuando se corrigen para las condiciones garantizadas. Esto asume que no se reemplazan las partes degradadas. Si se reemplazan, la degradación de desempeño esperada es de entre 1% a 1.5%. La experiencia reciente de campo indica que el lavado con agua fuera de línea frecuente no sólo es efectivo para reducir la pérdida recuperable, sino que también reduce el índice de pérdida no recuperable.

Una generalización que puede hacerse a partir de los datos es que las máquinas ubicadas en climas secos y calurosos generalmente se degradan menos que las de climas húmedos.

Comprobación del desempeño de la turbina de gas

Una vez que está instalada la turbina de gas, habitualmente se lleva a cabo una prueba de desempeño para determinar el desempeño de la planta de electricidad. Deben registrarse la potencia, el combustible, el consumo de calor y suficientes datos de apoyo para permitir que el desempeño tal como se ha probado se corrija para alcanzar las condiciones de la

garantía. De preferencia, esta prueba debe hacerse tan pronto como resulta práctico, con la unidad nueva y limpia. En general, se considera que una máquina está nueva y limpia si tiene menos de 200 horas de operación con encendido.

Los procedimientos de prueba y los métodos de cálculo están modelados a partir de los que se describen en el Código de prueba de desempeño ASME PTC-22-1997 (ASME Performance Test Code PTC-22-1997), "Plantas generadoras de turbina de gas". Antes de las pruebas, todos los instrumentos de la estación usados para la recolección de datos primarios deben inspeccionarse y calibrarse. La prueba debe constar de suficientes puntos de prueba para garantizar la validez de la configuración de prueba. Cada punto de prueba debería constar de un mínimo de cuatro grupos completos de lecturas tomadas en un período de tiempo de 30 minutos operando a carga base. Según ASME PTC-22-1997, la metodología para corregir los resultados de las pruebas para garantizar las incertidumbres sobre las condiciones y medición

(aproximadamente de 1 % en la salida e índice calorífico al hacer pruebas con combustible de gas) se acordará por las partes antes de la prueba.

Resumen

Este artículo resumió los principios termodinámicos de turbinas de gas tanto de uno como de dos ejes y analizó las características del ciclo de varios modelos de turbinas de gas que ofrece GE. Se presentaron los valores nominales de la línea de productos y se analizaron los factores que afectan el desempeño, junto con métodos para aumentar la salida de la turbina de gas.

Las turbinas de gas GE de trabajo pesado que atienden a usuarios industriales, de servicios públicos y de cogeneración tienen una historia probada de desempeño y confiabilidad sostenidos. GE tiene el compromiso de darle a sus clientes lo último en diseños de equipo y avances para satisfacer sus necesidades de potencia a gran eficiencia térmica.

Lista de figuras

Figura 1. Denominación de modelo de turbina de gas para trabajo pesado

Figura 2. Turbina de gas de ciclo sencillo y eje sencillo

Figura 3. Turbina de gas de ciclo sencillo y eje doble

Figura 4. Ciclo de Brayton

Figura 5. Comparación de boquillas de la primera etapa enfriadas por aire contra enfriadas por vapor

Figura 6. Definición de la temperatura de encendido

Figura 7. Termodinámica de la turbina de gas

Figura 8. Ciclo combinado

Figura 9. Efectos de la temperatura ambiente

Figura 10. Curva de corrección de la altitud

Figura 11. Curva del efecto de la humedad

Figura 12. Efectos de la caída de presión (MS7001EA)

Figura 13. Efecto del valor de calentamiento del combustible en la salida

Figura 14. Efecto de la inyección de vapor en la salida y el índice de calor

Figura 15. Efecto de la extracción de aire en la salida y el índice de calor

Figura 16. Efecto del enfriamiento por evaporación en la salida y el índice de calor

Figura 17. Proceso de refrigeración de la admisión

Lista de tablas

Tabla 1. Características del desempeño de la turbina de gas GE - Valores nominales de la turbina de gas de accionamiento de generador

Tabla 2. Características del desempeño de la turbina de gas GE - Valores nominales de la turbina de gas de accionamiento mecánico



GE Energy

Operación de la Unidad/Turbina (Gas) (Campo de Aplicación MS7001FA, 9001FA)

Estas instrucciones no pretenden cubrir todos los detalles o variaciones en el equipo ni proporcionan cada posible contingencia a cumplirse en relación con la instalación, operación o mantenimiento. Si desea más información o si llegaran a surgir problemas particulares que no se cubran suficientemente para los propósitos del comprador, el tema deberá referirse a GE Company.

ÍNDICE

I. DATOS DE REFERENCIA Y PRECAUCIONES.....	3
A. Responsabilidad del Operador.....	3
B. Acceso y Modificaciones No Autorizados al Controlador de la Turbina.....	3
C. Precauciones Generales de Funcionamiento	4
II. PREPARACIONES PARA EL FUNCIONAMIENTO DE CARGA NORMAL	10
A. Requisitos de la Energía de Reserva.....	10
B. Revisiones Antes del Funcionamiento	11
C. Revisiones Durante el Arranque y Funcionamiento Inicial.....	12
III. PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN	15
A. General	15
B. Arranque.....	16
C. Sincronización	18
D. Funcionamiento de la Carga Normal.....	20
E. Funcionamiento Remoto	20
F. Cierre y Enfriamiento	21
G. Operaciones Especiales	21
IV. DESCRIPCIÓN Y TÉRMINOS DE LOS PANELES.....	28
A. Panel de Control de la Turbina (TCP).....	28
B. <I>/HMI	28
C. Definición de los Términos	30
D. Panel de Protección del Generador.....	30
E. Centro de Control del Motor	31
F. Equipo Remoto de Supervisión	31
G. Sistema Anunciador.....	31

I. DATOS DE REFERENCIA Y PRECAUCIONES

A. Responsabilidad del Operador

Es esencial que los operadores de la turbina estén familiarizados con la información contenida en el siguiente texto de operación, los planos de Especificación de Control (consulte los planos de Ajuste del Sistema de Control correspondientes al índice de los planos de Especificación de Control), los planos del Esquema del Sistema de Tuberías, incluso el Resumen del Dispositivo (consulte los planos Ajuste del Sistema de Control correspondientes al índice por lista de modelos y número de plano de los esquemas aplicables), el programa de secuencia de control SPEEDTRINIC™ y el Manual del Usuario SPEEDTRONIC™. El operador también debe conocer los dispositivos de la central eléctrica que estén conectados a la turbina de gas mecánica y eléctricamente y que puedan afectar el funcionamiento normal. Ningún arranque deberá intentarse ya sea en una turbina nueva o en una turbina reacondicionada recientemente hasta que no se hayan cumplido las siguientes condiciones:

- Se han cumplido los requisitos en la lista de abajo REVISIONES ANTES DEL FUNCIONAMIENTO.
- Se han revisado funcionalmente los sistemas de control para su operación apropiada antes de arrancar nuevamente.
- Se han registrado todas las PRECAUCIONES GENERALES DE FUNCIONAMIENTO.

Es extremadamente importante que los operadores de la turbina a gas establezcan prácticas de funcionamiento apropiadas. Enfatizamos la observancia de lo siguiente:

- Respuesta a los Indicadores del Anunciador: investigue y corrija la causa de la condición anormal. Esto es particularmente cierto para los sistemas de protección, tales como la baja presión de aceite, temperatura excesiva, vibración, velocidad excesiva y otros.
- Revisión de los Sistemas de Control: después de que se termine cualquier tipo de mantenimiento de control, ya sea de reparación o reemplazo de piezas, revise funcionalmente los sistemas de control para el funcionamiento apropiado. Esto deberá hacerse antes de reactivar la turbina. No se deberá asumir que el reensamblaje “como se desmontó” es adecuado sin la prueba funcional.
- Monitoreo de la Temperatura de la Cámara de Escape Durante Todas las Fases del Arranque: se alerta al operador sobre lo siguiente:

PRECAUCIÓN

La temperatura excesiva puede dañar las piezas de trayectoria de gas caliente de la turbina.

Monitoree la temperatura de la cámara de escape para el control apropiado en el primer arranque y después que se realice cualquier mantenimiento de la turbina. Desconecte la turbina si la temperatura de la cámara de escape excede el nivel de disparo normal, o si aumenta a un índice inusual. Un período particularmente crítico para que ocurra daño por temperatura excesiva es durante la fase de arranque antes de que la turbina alcance la velocidad de regulación. En este momento, el flujo de aire es bajo y la turbina es incapaz de acelerar para eliminar el exceso de combustible.

B. Acceso y Modificaciones No Autorizados al Controlador de la Turbina

El acceso y las modificaciones no autorizados, por ejemplo forzar las señales lógicas para los controladores de la turbina a gas de los clientes, pueden producir condiciones peligrosas para GE y el personal del cliente. Se advierte a los clientes que implanten procedimientos de limitación de acceso físico o de software a los controladores de la turbina de gas para evitar el acceso no autorizado y posibles condiciones peligrosas resultantes.

Recomendaciones:**MARK V**

El controlador Mark V no tiene la habilidad de proporcionar acceso limitado de control del software al controlador. Los clientes son responsables de limitar el acceso al controlador sólo a personal aprobado y calificado.

Mark VI

La Mark VI Toolbox proporciona varios accesos de nivel de privilegio. Referencia GEH 6403, Capítulo 2, página 2.8.

MARK VIe

Similar a la Mark VI, la Mark VIe ToolboxST proporciona varios “Derechos de Acceso”. Referencia GEH. 6700A, Capítulo 1, página 1-7.

Se proporcionan las contraseñas de nivel de privilegio que permiten la habilidad de forzar las señales lógicas. Se pretende que el forzamiento lógico sólo se use para los procedimientos de inspección final del software fuera de línea, mientras la unidad está apagada, y en conjunto con los procedimientos de etiquetado de aislamiento apropiados. El personal del cliente no forzará las señales lógicas para evadir las funciones de control y protección.

El cliente es responsable de los niveles de privilegio para proteger la contraseña o los derechos de acceso dentro de Mark VI y Mark VIe para limitar el acceso a los ajustes de control y al forzamiento lógico a personal calificado únicamente.

C. Precauciones Generales de Funcionamiento**1. Límites de Temperatura**

Consulte las Especificaciones de Control correspondientes a los ajustes del control de temperatura de la cámara de escape. Es importante definir un “valor de la línea base” de la extensión de la temperatura de la cámara de escape con la cual comparar los datos futuros. Estos datos de la línea base se establecen durante el funcionamiento en estado estable después de cada una de las siguientes condiciones:

- Arranque inicial de la unidad
- Antes y después de una parada planificada
- Antes y después de un mantenimiento planificado

Un punto importante con respecto a la evaluación de las propagaciones de la temperatura de la cámara de escape no es necesariamente la magnitud de propagación, sino el cambio en la propagación en un período de tiempo. El registro y trazado diarios precisos de las temperaturas de la cámara de escape pueden indicar un problema en desarrollo. Consulte la Especificación de Control – Planos de Ajustes para las propagaciones de temperatura máximas permisibles y los límites de funcionamiento de la temperatura en el espacio del rodete.

Los termopares del espacio del rodete, identificados en conjunto con su nomenclatura, son el Resumen del Dispositivo. Un mal termopar provocará una alarma de “Alta Temperatura Diferencial del Espacio del Rodete”. El termopar defectuoso deberá reemplazarse lo más pronto posible.

Cuando la temperatura promedio en cualquier espacio del rodete es más alta que la temperatura límite indicada en la tabla, es una indicación de problemas. La alta temperatura del espacio del rodete puede producirse por cualquiera de las siguientes fallas:

1. Restricción en las líneas de aire de enfriamiento
2. Desgaste de los sellos de la turbina
3. Distorsión excesiva del inductor de la turbina
4. Posicionamiento inapropiado del termopar
5. Mal funcionamiento del sistema de combustión
6. Filtraciones en el sistema externo de tuberías
7. Distorsión excesiva del difusor interno de la cámara de escape

Revise muy de cerca las temperaturas del espacio del rodete durante el arranque inicial. Si es consistentemente alta, y una revisión de los circuitos de aire de enfriamiento externos no revela nada, es permisible aumentar levemente el tamaño de los orificios de aire de enfriamiento. Consulte con un representante en el campo de General Electric Company para obtener recomendaciones en lo que se refiere al tamaño que un orificio debería aumentarse. Después que una revisión de la turbina, todos los orificios deberán cambiarse de vuelta a su tamaño original, asumiendo que todas las separaciones de la turbina se restituyen a lo normal y se corrigen todos los trayectos de las fugas.

PRECAUCIÓN

Las temperaturas del espacio del rodete se leen en la interfaz de los operadores. Las temperaturas en exceso del máximo son potencialmente dañinas para las piezas del trayecto del gas caliente de la turbina durante un período prolongado de tiempo. Se avisa de las temperaturas excesivas, pero no provocarán que la turbina se dispare. Las lecturas de altas temperaturas del espacio del rodete deben informarse al representante técnico de General Electric lo más pronto posible.

2. Límites de Presión

Consulte el Resumen del Dispositivo para los ajustes reales del interruptor de presión. La presión del aceite lubricante en el cabezal de alimentación del cojinete tiene un valor nominal de 25 psig. La turbina de disparará a 8 psig. Las variaciones de presión entre estos valores resultarán del material compuesto por partículas atrapadas dentro del sistema de filtrado del aceite lubricante.

3. Límites de Vibración

La velocidad máxima de vibración general de la turbina de gas nunca deberá exceder 1,0 pulgada (2,54 cm) por segundo tanto en dirección vertical como horizontal. Se deberá iniciar la acción correctiva cuando los niveles de vibración excedan a las 0.5 pulgadas (1.27 cm) por segundo según se indica en el sistema de control <I>/HMI.

Si hay dudas con respecto a la precisión de la lectura o si se desean lecturas de vibración más precisas y específicas, se recomienda una revisión a la vibración mediante el uso de equipo de prueba.

4. Límite de Carga

La capacidad de carga máxima de la turbina de gas se entrega en la especificación del control. Para los límites superiores de la capacidad del generador, haga referencia a la Curva de Capacidad Reactiva, siguiendo el rótulo GENERADOR.

5. Carga Excesiva de la Turbina a Gas, Hechos Involucrados y Política

Es práctica de General Electric diseñar turbinas de gas con márgenes de seguridad para cumplir con los compromisos de contrato y asegurar un funcionamiento de larga duración y sin problemas.

De esta manera, se puede asegurar un funcionamiento libre de problemas debido a que General Electric diseña estas máquinas con márgenes mucho más amplios de resistencia que las tensiones térmicas y dinámicas en el compartimiento de la turbina, el compresor, el rodete de la turbina, el sistema de ventilación del generador, los enfriadores y otros. Como resultado, estas máquinas se diseñan un poco mejor que lo estrictamente necesario, debido a la importancia de la confiabilidad de estas turbinas para nuestros clientes y para la industria eléctrica.

Por ende, no se puede decir que estas máquinas no se pueden operar de manera segura más allá de los límites de carga. Sin embargo, dicha operación siempre extralimita los márgenes de diseño de las máquinas con una reducción consecuente en la confiabilidad y mayor mantenimiento. Consecuentemente, todo mal funcionamiento que suceda como resultado de la operación más allá de los límites del contrato no puede ser responsabilidad de General Electric Company.

El hecho de que un generador funcione según las subidas de temperatura debajo de los 185°F (85°C) para el rotor y 140°F (60°C) para el inductor permitidas por las Normas de AIEE no significa que pueda funcionar apropiadamente con total seguridad hasta estos valores al sobrecargarlo más allá de la clasificación de la placa. Estas normas se configuraron inicialmente para proteger el aislamiento del deterioro en las máquinas pequeñas. Los detectores de temperatura encajados del inductor registran una temperatura menor que el cobre debido al descenso de la temperatura a través del aislamiento del cobre hacia el exterior del aislamiento, donde se ubican los detectores de temperatura. También existen las condiciones de expansión del conductor, tensión del aislamiento y otros que imponen las limitaciones. Estos factores se han anticipado en las curvas “V” y las curvas de capacidad reactiva que indican los valores recomendados consistentes con la buena práctica de operación. Las curvas “V” y las curvas de capacidad reactiva forman parte de las instrucciones de operación para el generador y se considera poco razonable exceder los valores dados.

Las turbinas de gas están diseñadas mecánicamente a fin de que (dentro de los límites prescritos) se pueda tomar ventaja de la capacidad incrementada sobre la clasificación de la placa, que se encuentra disponible a temperaturas ambientales más bajas (debido a una mayor densidad del aire), sin exceder la temperatura máxima permisible de la entrada de la turbina.

El límite de carga de la turbina de gas o generador no debe excederse, incluso cuando la temperatura ambiental sea más baja que aquella en la cual se alcanza el límite de carga de la turbina de gas. Bajo estas condiciones, la turbina de gas operará en esta carga con una temperatura de entrada de la turbina más baja y no se excederán las tensiones del diseño en el acoplamiento de la carga y el eje de la turbina.

Si la turbina está sobrecargada de manera que el programa de la temperatura de la cámara de escape de la turbina no se siga por motivos de mal funcionamiento o ajuste inapropiado del sistema de control de la temperatura de la cámara de escape o ambos, se excederá y resultará en el incremento correspondiente en mantenimiento y en casos extremos, podrá resultar en la falla de las piezas de la turbina.

El sistema de control de la temperatura de la cámara de escape detecta la temperatura e introduce una polarización apropiada para limitar el flujo del combustible, a fin de que no se exceda ni la temperatura máxima permisible de entrada de la turbina ni la temperatura máxima permisible de la cámara de escape de la turbina.

6. Precauciones de Operación del Sistema de Protección Contra Incendios

El sistema de protección contra incendios, cuando está activado, provocará que se ejecuten varias funciones además de activar el sistema de descarga de los medios. La turbina se disparará, sonará una alarma audible, y se visualizará el mensaje de alarma en la <I>/HMI. Las aberturas de la ventilación en los compartimientos se cerrarán por el seguro operado a presión y se activará el humectador en la descarga de enfriamiento del armazón de la turbina.

La alarma audible del anunciador se puede silenciar al hacer clic en el botón SILENCE (silencio) de la alarma. El mensaje de alarma puede borrarse de la lista ALARM (alarma) en el <I>/HMI después de que se activen los botones ACKNOWLEDGE (reconocer) y ALARM RESET (reiniciar alarma), pero sólo después de que se haya corregido la situación que provocó la alarma.

El sistema de protección contra incendios *debe reabastecerse y restaurarse* antes de que pueda reaccionar automáticamente a otro incendio. La restauración debe hacerse después de cada activación del sistema de protección contra incendios, que incluye una descarga inicial seguida por un período de descarga extendido de los medios de protección contra incendios.

La restauración del sistema de protección contra incendios se logra al reestablecer el interruptor de presión ubicado en el sistema de protección contra incendios.

Los humectadores de ventilación, automáticamente cerrados por la señal recibida desde el sistema de protección contra incendios, deben reabrirse manualmente en todos los compartimientos antes de reactivar la turbina.

PRECAUCIÓN

<p>Si no se pueden reabrir los humectadores de ventilación de los compartimientos, se acortará notoriamente la vida de servicio del equipo accesorio principal. Si no se pueden reabrir los humectadores del acoplamiento de carga, se reducirá de forma material el desempeño del generador.</p>

7. Precauciones de Operación del Sistema de Combustión

ADVERTENCIA

LA EMISIÓN REPENTINA DE HUMO NEGRO PUEDE INDICAR UNA POSIBILIDAD DE FALLA DE LA ENVOLTURA EXTERNA U OTROS PROBLEMAS GRAVES DE COMBUSTIÓN. EN DICHO CASO:

- A. DETENGA INMEDIATAMENTE LA TURBINA.**
- B. NO PERMITA QUE NADIE INGRESE AL COMPARTIMIENTO DE LA TURBINA HASTA QUE ÉSTA NO SE ENCUENTRE DETENIDA.**
- C. ADVIERTA A TODO EL PERSONAL QUE EVITE ESTAR DE PIE EN FRENTE DE LAS ABERTURAS DE LA PUERTA DE ACCESO DENTRO DE LOS COMPARTIMIENTOS PRESURIZADOS.**
- D. REALICE UNA COMPLETA INSPECCIÓN AL SISTEMA DE COMBUSTIÓN.**
- E. REDUZCA LA POSIBILIDAD DE FALLA EN LA ENVOLTURA EXTERNA DE COMBUSTIÓN, EL OPERADOR DEBERÁ CUMPLIR CON LO SIGUIENTE:**
- F. DURANTE LA OPERACIÓN, LAS TEMPERATURAS DE LA CÁMARA DE ESCAPE SE MONITOREAN MEDIANTE EL SISTEMA DE CONTROL SPEEDTRONICTM. LA PROPAGACIÓN DE LA TEMPERATURA SE COMPARA A LAS PROPAGACIONES PERMISIBLES CON LAS ALARMAS Y/O DISPAROS DE PROTECCIÓN RESULTANTES, SI SE EXCEDEN LOS LÍMITES DE PROPAGACIÓN PERMISIBLES.**
- G. DESPUÉS DE UN DISPARO A PARTIR DEL 75% DE LA CARGA O SUPERIOR, OBSERVE SI HAY HUMO NEGRO O ANORMAL EN LA CÁMARA DE ESCAPE EN EL ARRANQUE, Y EXPLORE LOS TERMOPARES DE LA CÁMARA DE ESCAPE EN CASO DE PROPAGACIONES INUSUALMENTE ALTAS. REGISTRE LA PROPAGACIÓN DE LA TEMPERATURA DURANTE EL ARRANQUE NORMAL PARA OBTENER LA FIRMA DE LA LÍNEA BASE PARA LA COMPARACIÓN. EL DISPARO EXCESIVO DEBERÁ INVESTIGARSE Y ELIMINARSE.**
- H. CUMPLA LOS INTERVALOS DE INSPECCIÓN RECOMENDADOS DE LOS REVESTIMIENTOS DE COMBUSTIÓN, PIEZAS DE TRANSICIÓN Y BOQUILLAS DE COMBUSTIBLE.**

LA OPERACIÓN DE UNA TURBINA CON TERMOPARES DE LA CÁMARA DE ESCAPE NO OPERATIVOS INCREMENTA EL RIESGO DE DISPARAR LA TURBINA EN EXCESO E IMPIDE EL DIAGNÓSTICO DE LOS PROBLEMAS DE COMBUSTIÓN MEDIANTE EL USO DE LECTURAS DIFERENCIALES DE TEMPERATURA.

Para evitar lo descrito anteriormente, el operador deberá mantener el número de termopares de la cámara de escape no operativos en un máximo de dos, pero no más de *uno* de cualquiera de los tres termopares adyacentes.

PRECAUCIÓN

La operación de la turbina a gas con un solo termopar defectuoso no deberá descuidarse, ya que incluso un termopar defectuoso incrementará el riesgo de una “alarma de combustión” y/o “disparos” inválidos. La unidad no deberá detenerse por el reemplazo de un solo termopar defectuoso. Sin embargo, se deberá hacer todo lo posible por reemplazar los termopares defectuosos cuando la máquina no se encuentre activa por cualquier motivo.

El cumplimiento de los criterios antes mencionados y el mantenimiento preventivo precoz deberán reducir las distorsiones del control y la protección de las funciones y el número de disparos innecesarios de la turbina.

8. Precauciones de Enfriamiento o Apagado

PRECAUCIÓN

En caso de un apagado de emergencia en el cual se sospeche el daño interno de cualquier equipo, no haga girar el rotor después del apagado. Mantenga la operación de la bomba del aceite lubricante, ya que la falta de aceite lubricante y circulante seguido de un apagado en caliente resultará en el aumento de las temperaturas del cojinete que puede resultar en superficies dañadas del mismo. Si el mal funcionamiento que causó el apagado puede repararse rápidamente, o si una revisión revela que no hay daño interno que afecte las piezas rotativas, restablezca el ciclo de enfriamiento.

Si hay un apagado de emergencia y la turbina no se ha movido con el dispositivo de movimiento del rotor, se deberán observar los siguientes factores:

1. Dentro de 20 minutos como máximo, seguido del apagado de la turbina, se puede activar la turbina de gas sin la rotación de enfriamiento. Utilice el procedimiento normal de arranque.
2. Entre 20 minutos y 48 horas después del apagado, no se deberá intentar un nuevo arranque a menos que el rotor de la turbina de gas haya sido rotado durante un mínimo de cuatro horas.
3. Si la unidad ha sido apagada y no se ha rotado en lo absoluto, se debe apagar durante aproximadamente 48 horas antes de que se vuelva a activar sin peligro del arqueado del eje.

PRECAUCIÓN

Donde la turbina de gas no haya estado en una operación de rotación del rotor después del apagado y se intente activar nuevamente, según las condiciones antes mencionadas, deberá seguirse el procedimiento para reactivar el arqueado del rotor:

Procedimiento de Arranque para un Rotor Arqueado:

Coloque la unidad en el engranaje de rotación y gire de 4 a 6 RPM durante un mínimo de 4 horas.

Acelere a la velocidad de arranque durante 15 minutos y monitoree los niveles de vibración sísmica del cojinete.

Si las lecturas de vibración sísmica para ambos cojinetes son menores que 0,1 pulgadas/segundo, puede iniciarse la secuencia de arranque.

Para los Rotores de I, II o III Generación

Si las lecturas de vibración sísmica para cualquier cojinete son iguales o exceden las 0,1 pulgadas/segundo, la unidad deberá volver a 6 o 60 RPM durante 4 horas adicionales. Siga los pasos 2 y 3 antes de inicializar la secuencia de arranque.

Para los Rotores de IV Generación

Si las lecturas de vibración sísmica de cualquier cojinete son iguales o exceden las 0,1 pulgadas/segundo, la unidad puede continuar a la velocidad de arranque. Siga el paso 3 antes de inicializar la secuencia de arranque.

PRECAUCIÓN

Si se produce atascamiento durante la operación de rotación de la turbina de gas, ésta deberá detenerse y permanecer inactiva por lo menos durante 30 horas, o hasta que el rotor esté libre. La turbina puede rotarse en cualquier momento durante un período de 30 horas, si está libre; no obstante, se deben hacer revisiones audibles en caso de fricción.

NOTA

La velocidad de vibración debe medirse en los puntos cercanos a las tapas del cojinete de la turbina de gas.

II. PREPARACIONES PARA LA OPERACIÓN NORMAL DE CARGA

A. Requisitos de Energía Estable

La energía de CA estable asegura la capacidad de arranque inmediato del equipo de la turbina en particular y los sistemas de control relacionados cuando se entrega la señal de arranque. Las funciones identificadas por el asterisco también son necesarias para la protección ambiental de la unidad y deberán apagarse excepto por trabajos de mantenimiento en esa función en particular. La energía de CA estable se requiere para:

1. Los calentadores del aceite lubricante, que cuando se usan en conjunto con las bombas del aceite lubricante, calientan y hacen circular el aceite lubricante de la turbina a bajas temperaturas ambientales para mantener la viscosidad apropiada del aceite.
2. *Calentamiento del panel de control.
3. *Calentamiento del generador.
4. Bombas del aceite lubricante. La bomba auxiliar deberá activarse en intervalos periódicos para evitar la formación de óxido en el sistema del aceite lubricante.
5. Calentadores de aceite lubricante, donde se usen. Estos calentadores usados en conjunto con las bombas de aceite y combustible, calientan y hacen circular este último a bajas temperaturas ambientales para mantener la viscosidad apropiada del mismo.
6. Calentamiento del compartimiento.
7. *La operación del acondicionador de aire del compartimiento de control durante los períodos de alta temperatura ambiental para mantener el aislamiento del equipo eléctrico dentro de los límites de la temperatura de diseño.
8. *Carga de la batería (donde corresponda).

B. Revisiones Antes del Funcionamiento

Las siguientes revisiones se deben hacer antes de intentar operar una turbina nueva o reacondicionada. Se asume que la turbina se ha ensamblado correctamente, se encuentra alineada y que se ha realizado la calibración del sistema SPEEDTRONIC™ mediante las Especificaciones de Control. Se deberá realizar una inspección contingente de la turbina con la bomba del aceite lubricante en funcionamiento y con énfasis en las siguientes áreas:

1. Revisar que todas las conexiones del sistema de tuberías y la turbina se encuentren sujetadas de manera segura y que todas las persianas se hayan quitado. La mayoría de los adaptadores de tubos incorporan un collarín de detención que asegura el par de rotación adecuado de los adaptadores en la disposición inicial de los mismos y en el reensamblaje. Estos collarines se ajustan entre el cuerpo del adaptador y la tuerca y el contacto al apretar el adaptador. El collarín de detención es similar a una arandela y puede rotarse libremente en los adaptadores sin ensamblar. Durante el ensamblaje inicial de un adaptador con un collarín de detención, apriete la tuerca hasta que llegue al fondo del collarín. El adaptador debe apretarse adecuadamente hasta que el collarín no pueda rotarse con la mano. Esta es la inspección que debe hacerse para un ensamblaje apropiado del adaptador. Para cada réplica del adaptador, la tuerca debería apretarse nuevamente hasta que el collarín no pueda rotarse.
2. Las salidas libres de aire de entrada y escape, y los sistemas de tuberías asociados deben estar limpios y libres de todo material extraño. Todas las puertas de acceso deben estar seguras.
3. Donde se hayan reemplazado filtros de combustible, aire o aceite lubricante, compruebe que todas las cubiertas estén intactas y firmes.
4. Verifique que el tanque de aceite lubricante esté dentro del nivel de operación y si el tanque ha sido drenado que se haya rellenado con la calidad y cantidad recomendada de aceite lubricante. Si se ha dirigido el enjuague del aceite lubricante, verifique que todos los filtros se hayan reemplazado y se hayan quitado todas las persianas, si se usaron.
5. Revise la operación del equipo auxiliar y de emergencia, tales como las bombas de aceite lubricante, bombas de agua, bombas de transferencia de combustible y demás. Compruebe que no hayan fugas, vibración anormal (máximo 3 mils.), ruido ni calentamiento excesivo.
6. Compruebe que no hayan fugas obvias en el sistema de tuberías. También mediante el uso de las mirillas del flujo de aceite proporcionadas, compruebe visualmente que el aceite esté fluyendo desde los drenajes del cojinete. La turbina no deberá activarse a menos que el flujo esté visible en cada mirilla del flujo.
7. Revise la condición de todos los acopladores térmicos y/o los detectores de temperatura de resistencia (RTD) en la <I>/HMI. La lectura deberá ser aproximadamente la temperatura ambiental.
8. Revise que las bujías tengan la forma de arco apropiada.

ADVERTENCIA

NO PRUEBE LAS BUJÍAS EN PRESENCIA DE UNA ATMÓSFERA EXPLOSIVA.

Si el arco ocurre en cualquier otra parte, en vez de directamente a través de la abertura en la punta de los electrodos, o si al soplar el arco, éste puede moverse desde este punto, el enchufe deberá limpiarse y ajustarse el espacio libre de la punta. Si es necesario, se deberá reemplazar el enchufe. Verifique el pistón retráctil para la libre operación.

9. Los dispositivos que requieran lubricación manual deben recibir un servicio técnico apropiado.

10. Determine que el sistema de agua de enfriamiento se haya enjuagado apropiadamente y se haya llenado con el refrigerante recomendado. Puede tolerarse cualquier óxido en polvo fino que haya podido formarse en el sistema de tuberías durante un corto tiempo de exposición a la atmósfera. Si existe evidencia de óxido sarroso, deberá limpiarse el polvo del sistema hasta que se haya quitado todo el sarro. Si es necesario usar un limpiador químico, se aceptan la mayoría de los limpiadores para sistemas de enfriamiento automotrices y no dañarán las piezas de carbón y goma de los sellos mecánicos de la bomba ni las piezas de goma en el sistema de tuberías.

Consulte las “Recomendaciones de Enfriamiento por Agua para los Sistemas de Enfriamiento Cerrado de la Turbina de Gas de Combustión” incluidas bajo la sección titulada Especificaciones de Fluidos. Se debe observar lo siguiente con respecto al anticongelante.

PRECAUCIÓN

No cambie de un tipo de anticongelante a otro sin primero enjuagar el sistema de enfriamiento por completo. Los inhibidores utilizados pueden no ser compatibles y pueden causar la formación de gomas, además de destruir la efectividad como inhibidor. Consulte sobre las recomendaciones específicas al vendedor del anticongelante.

Después de rellenar el sistema con agua, asegúrese de que el sistema de tuberías de agua, sobretodo las bombas y acoplamientos flexibles, no tengan fugas. Se recomienda no agregar ningún inhibidor de corrosión hasta después de que el sistema de agua se encuentre sin fugas.

- El Inversor del Conmutador de Carga (LCI) deberá calibrarse y probarse según GEH-6192.
- No se recomienda el uso de equipos de transmisión de radio alrededor de los paneles de control abiertos. La prohibición de dicho uso asegurará que no se introduzcan señales extrañas dentro del sistema de control, que puedan influir en la operación normal del equipo.
- Compruebe el Sistema de Tuberías de Aire de Enfriamiento y Sellado en comparación al plano de ensamblaje y los esquemas del sistema de tuberías, para asegurar que las placas con orificios tengan el tamaño designado y se encuentren en las posiciones designadas.
- En este momento, todas las fallas de la toma a tierra anunciadas deberán estar despejadas. Se recomienda que las unidades no se operen cuando se indique una falla de toma a tierra. Se deberán tomar medidas inmediatas para ubicar todas las tomas a tierra y corregir los problemas.

Revisiones Durante el Arranque y Funcionamiento Inicial

La siguiente es una lista de las revisiones importantes que se deben hacer en una turbina nueva o reacondicionada recientemente con el interruptor OPERATION SELECTOR (selector de operación) en varias modalidades. Se deberán revisar las Especificaciones de Control – Ajustes de los Sistemas de Control antes de operar la turbina.

PRECAUCIÓN

Cuando se emplee un motor eléctrico como medio de arranque, consulte el tiempo máximo de funcionamiento en las Especificaciones de Control.

Cuando una unidad ha sido reacondicionada, aquellas piezas o componentes que se han quitado y apartado a un lado para la inspección o reparación, deberán monitorearse críticamente durante el arranque y operación de la unidad. Esta inspección deberá incluir: revisión de fugas, vibración, sonido inusual, calentamiento excesivo y lubricación.

1. Cigüeñal

1. Escuche si hay ruidos de fricción en el compartimiento de la turbina especialmente en el área del túnel de carga. Se sugiere un instrumento de medición de sonido o algún otro dispositivo de tipo auditivo. Apáguelo e investigue si escucha un ruido inusual.

2. Compruebe si hay vibración inusual.
3. Inspeccione si hay fuga en el sistema de agua.

2. Incendio

*****ADVERTENCIA*****

DEBIDO A LA COMPLEJIDAD DE LOS SISTEMAS DE COMBUSTIBLE DE LA TURBINA DE GAS, ES IMPERATIVO PARA TODOS TENER EXTREMA PRECAUCIÓN DENTRO Y CERCA DE CUALQUIER COMPARTIMIENTO, SISTEMA DE MANEJO DE COMBUSTIBLE, O CUALQUIER OTRA CUBIERTA O ÁREAS DE LA TURBINA QUE CONTENGAN EL SISTEMA DE TUBERÍAS DEL COMBUSTIBLE O COMPONENTES DEL SISTEMA DE COMBUSTIBLE.

NO INGRESE AL COMPARTIMIENTO DE LA TURBINA A MENOS QUE SEA ABSOLUTAMENTE NECESARIO. CUANDO SEA NECESARIO, TENGA PRECAUCIÓN CUANDO ABRA E INGRESE AL COMPARTIMIENTO. TENGA CONOCIMIENTO DE LA POSIBILIDAD DE FUGAS DE COMBUSTIBLE, Y ESTÉ PREPARADO PARA DETENER LA TURBINA Y TOMAR MEDIDAS SI SE DESCUBRE ALGUNA FUGA.

EN CUALQUIER MOMENTO, SI/CUANDO SE INGRESA AL COMPARTIMIENTO DE LA TURBINA O CUANDO SE ENCUENTRA CERCA DEL SISTEMA DE MANEJO DE COMBUSTIBLE U OTROS PUNTOS CON EL SISTEMA DE TUBERÍAS DEL COMBUSTIBLE, COMPONENTES DEL SISTEMA DEL COMBUSTIBLE, O CONEXIONES DEL SISTEMA DEL COMBUSTIBLE, MIENTRAS LA TURBINA SE ENCUENTRE EN OPERACIÓN, IMPLEMENTE LO SIGUIENTE:

- **DIRIJA UNA EVALUACIÓN AMBIENTAL DEL COMPARTIMIENTO DE LA TURBINA, SISTEMA DE MANEJO DE COMBUSTIBLE, O ÁREA ESPECÍFICA. PRESTE PARTICULAR ATENCIÓN A LOS PUNTOS DONDE EXISTAN UN SISTEMA DE TUBERÍAS/COMPONENTES/CONEXIONES DEL COMBUSTIBLE.**
- **SIGA LOS PROCEDIMIENTOS APLICABLES PARA LA PRUEBA DE FUGAS. SI SE DESCUBREN FUGAS DE COMBUSTIBLE, RETÍRESE DEL ÁREA RÁPIDAMENTE, DETENGA LA TURBINA, Y TOMA LAS ACCIONES APROPIADAS PARA ELIMINAR LA O LAS FUGAS.**
- **EXIJA AL PERSONAL QUE INGRESE AL COMPARTIMIENTO DE LA TURBINA A QUE USE EL EQUIPO DE PROTECCIÓN PERSONAL APROPIADO, POR EJEMPLO, CASCO, GAFAS DE SEGURIDAD, PROTECCIÓN PARA LOS OÍDOS, ARNÉS O CUERDA DE SEGURIDAD (OPCIONAL, DEPENDE DE LAS RESTRICCIONES DEL ESPACIO), CONJUNTOS (DE ROPA) RESISTENTES AL CALOR O RETARDANTES DE LLAMAS Y GUANTES.**

Las advertencias continúan en la página siguiente

*****ADVERTENCIA*****

ESTABLEZCA UN ENCARGADO PARA MANTENER EL CONTACTO VISUAL CON EL PERSONAL DENTRO DEL COMPARTIMIENTO DE LA TURBINA Y COMUNICACIÓN RADIAL CON EL OPERADOR DE LA SALA DE CONTROL.

DURANTE EL PRIMER ARRANQUE DESPUÉS DE UN DESENSAMBLAJE, REVISE VISUALMENTE TODAS LAS CONEXIONES EN CASO DE FUGAS DE COMBUSTIBLE. PREFERENTEMENTE REVISE LOS ADAPTADORES DURANTE EL PERÍODO DE CALENTAMIENTO CUANDO LAS PRESIONES SON BAJAS. INSPECCIONE VISUALMENTE LOS ADAPTADORES NUEVAMENTE A TODA VELOCIDAD, SIN CARGA Y CON CARGA COMPLETA. NO INTENTE CORREGIR LOS PROBLEMAS DE FUGAS APRETANDO LOS ADAPTADORES Y/O FIJÁNDOLOS CON PERNOS MIENTRAS LAS LÍNEAS SE ENCUENTREN COMPLETAMENTE PRESURIZADAS. OBSERVE EL ÁREA EN CUESTIÓN Y DEPENDIENDO DE LA GRAVEDAD DE LA FUGA, REPARE EN EL PRÓXIMO APAGADO, O SI SE REQUIERE, APAGUE LA UNIDAD INMEDIATAMENTE. LOS INTENTOS PARA CORREGIR EL PROBLEMA DE FUGA EN LAS LÍNEAS PRESURIZADAS PODRÍA CONLLEVAR A LA FALLA REPENTINA O COMPLETA DEL COMPONENTE Y RESULTAR EN EL DAÑO AL EQUIPO O LESIONES PERSONALES.

Compartimiento de la Turbina

1. Purgue los filtros de aceite y combustible, si es apropiado. Después revise todo el sistema de combustible y el área inmediatamente alrededor de la boquilla de combustible en caso de fugas. En particular, compruebe si hay fugas en los siguientes puntos:
 - a. Sistema de tuberías del combustible a la boquilla de combustible.
 - b. Válvulas de comprobación de combustible.
 - c. Atomice los colectores de aire y los sistemas de tuberías asociados (cuando se usen)
 - c. Llene de gas los colectores de aire y los sistemas de tuberías asociados (cuando se usen)

Módulos de Accesorios

- Divisor del Flujo (cuando se use)
- Bombas de combustible y agua
- Cubiertas y drenajes del filtro

PRECAUCIÓN

La eliminación de la fuga de combustible en el compartimiento de la turbina es de extrema importancia como medida preventiva de incendios.

2. Monitoree el estado de FLAME (llama) en el procesador <I> para verificar que todos los detectores de llama estén indicando correctamente la llama.

3. Monitoree las lecturas del sistema de control de la turbina en el procesador <I> por si hay una temperatura inusual en el termopar de la cámara de escape, revise la temperatura del espacio del rodete, la temperatura de drenaje del aceite lubricante, las diferencias de temperatura de la cámara de escape de la más alta a la más baja y los “puntos lumínicos”, por ejemplo, la(s) cámara(s) de combustión que queman más fuerte que todas las otras.
4. Escuche los ruidos y fricciones inusuales.
5. Monitoree la vibración excesiva.

3. Automático, Remoto

Durante el arranque inicial, permita que la turbina de gas opere durante un período de 30 a 60 minutos a máxima velocidad, sin condiciones de carga. Este período de tiempo da ocasión al calentamiento uniforme y estabilizado de las piezas y los fluidos. Las pruebas y revisiones en la lista de abajo sirven para complementar aquéllas registradas en la Especificación de Control – Ajustes del Sistema de Control. Registre todos los datos para comparaciones e investigaciones futuras.

1. Continúe monitoreando en caso de ruidos de fricción inusuales y detenga inmediatamente si el ruido persiste.
2. Monitoree continuamente el tanque de aceite lubricante y las temperaturas de drenaje del cojinete durante el período de calentamiento. Consulte el Diagrama Esquemático del Sistema de Tuberías – Hojas de Resumen para las pautas de la temperatura. Ajuste los VTR, si fuera necesario.
3. En este momento, se recomienda una completa revisión de la vibración mediante el uso del equipo de prueba de vibraciones como el equipo IRD (IR DMEchanalysis Inc.) o equivalente con las lecturas filtradas y no filtradas. Se sugiere que los datos horizontales, verticales y axiales se registren para:
 - a. Todas las cubiertas accesibles del cojinete en la turbina.
 - b. Envoltura del compresor delantero de la turbina
 - c. Patas de soporte de la turbina
 - d. Cubiertas del cojinete en el equipo de carga
4. Revise la indicación apropiada del rodete, cámara de escape y los termopares de control en el <I>/HMI. Registre estos valores para futuras referencias.
5. La operación del detector de llamas debería probarse según la Especificación de Control – Ajustes del Sistema de Control.
6. Utilice todas las detenciones planificadas para probar el Sistema de Disparo de Velocidad Excesiva Electrónica y Mecánica según las Especificaciones de Control - Ajustes del Sistema de Control. Consulte la sección Operaciones Especiales de este texto.
7. Monitoree los datos de la pantalla del <I>/HMI para la operación apropiada.

III. PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN

A. General

Las siguientes instrucciones pertenecen a la operación de la serie de modelos 7001FA o 9001FA de la unidad de turbinas de gas diseñada para la aplicación de la unidad del generador. Estas instrucciones se basan en el uso de los paneles de control de la turbina SPEEDTRONIC™.

A continuación se encuentra la descripción funcional de la Pantalla Principal <I>/HMI; sin embargo no se incluyen la instalación, calibración y mantenimiento del panel.

La información operacional incluye la secuencia de arranque y apagado en el modo de operación AUTO. Las causas más comunes de los mensajes de alarma se pueden encontrar en la sección de cierre.

En este punto, no se tiene la intención de cubrir la operación inicial de la turbina; más bien, se asumirá que se han completado el arranque inicial, calibración y revisiones. La turbina se encuentra en el modo de enfriamiento o de reserva lista para la operación normal con energía de CA y CC disponible para todas las bombas, motores, calentadores, y controles y todas las caídas del anunciador están puestas a cero.

Consulte las Especificaciones de Control (Sistemas de Control y Protección) en este volumen, y el Programa de Secuencia de Control (CSP) proporcionado previamente para obtener información adicional de secuencia de operación y diagramas relacionados.

B. Arranque

1. General

La operación de una sola unidad de la turbina o generador puede lograrse ya sea de manera local o remota.

La siguiente descripción indica en una lista el operador, sistema de control y acciones de la máquina o eventos en el arranque de la turbina a gas.

Coloque notas a la sección “Descripción de los Paneles y Términos – Panel de Control de la Turbina” para la descripción de los dispositivos del panel de la turbina. Lo siguiente asume que la unidad está apagada para el enfriamiento, y en condición “lista para el arranque”.

2. Procedimiento de Arranque

1. Mediante el uso del dispositivo de posicionamiento del cursor, seleccione la pantalla “MAIN” (principal) desde el menú DEMAND DISPLAY (pantalla de demanda).
 - a. La pantalla indicará la velocidad, la temperatura, las condiciones diversas y otros. Las tres líneas visualizadas en el <I>/HMI mostrarán:
 - SHUTDOWN STATUS (estado de parada)
 - OFF COOLDOWN (enfriamiento apagado)
 - OFF (apagado)
2. Seleccione “AUTO” (automático) o “EXECUTE” (ejecutar)
 - a. La pantalla <I>/HMI cambiará a:
 - STARTUP STATUS
 - (estado de puesta en marcha) READY
 - TO START AUTO
 - (listo para arrancar en automático)
3. Seleccione “START” (iniciar) y “EXECUTE”
 - a. Los equipos auxiliares de la unidad se activarán e incluso una bomba para aceite lubricante impulsada por el motor que se usa para establecer la presión del aceite lubricante. Aparecerá el mensaje SEQ IN PROGRESS (secuencia en progreso) en la <I>/HMI.
 - b. Cuando se satisfacen los permisos, se satisfará la lógica protectora maestra (L4). La pantalla <I>/HMI cambiará a:

STARTUP STATUS

STARTING (inicio)

AUTO; START

- c. El eje de la turbina comenzará a rotar en el engranaje de rotación. Se visualizará la señal de velocidad cero "14HR". Cuando la unidad alcance aproximadamente las 6 rpm, el dispositivo de activación se energizará y acelerará la unidad. La pantalla <I>/HMI cambiará a START-UP STATUS/CRANKING (arrancando).
- d. Cuando la unidad alcance aproximadamente el 15% de la velocidad, la señal de velocidad mínima "14HR" se visualizará en la <I>/HMI. (Para las máquinas con motores de ventiladores para el agua de enfriamiento que reciben energía desde los terminales del generador mediante el transportador UCAT, el destello del campo se iniciaría para aumentar el voltaje del generador para suministrar energía a los ventiladores; de lo contrario el destello del campo para aumentar el voltaje del generador ocurrirá a la velocidad de operación).
- e. Si la configuración de la unidad requiere que se purgue la trayectoria del gas antes del encendido, el dispositivo de activación moverá la turbina de gas a la velocidad de purga durante un período de tiempo determinado por el ajuste del temporizador de purga. Vea las Especificaciones de Control - Plano de Ajustes para los ajustes del temporizador de purga.
- f. La FSR se ajustará al valor de encendido. La Referencia de Recorrido de Combustible (FSR, Fuel Stroke Reference), es la señal eléctrica que determina la cantidad de combustible suministrada al sistema de combustión de la turbina). Se inicia la secuencia de encendido. La pantalla <I>/HMI cambiará a START-UP STATUS/FIRING (encendiendo).
- g. Cuando la llama se establece, la pantalla del <I>/HMI indicará la llama en aquellos combustores equipados con detectores de llama.
- h. La FSR se ajusta de nuevo al valor de calentamiento, y la pantalla <I>/HMI indicará STARTUP STATUS/WARMING UP (calentando). Si la llama se apaga durante 60 segundos del período de encendido, la FSR se restaurará al valor de encendido. (Al final del período de encendido, si no se ha establecido la llama, la unidad se mantendrá en la velocidad de encendido. Consulte la operación 8 en la sección Operaciones Especiales para las instrucciones específicas de operación para las máquinas configuradas DLN 2.0 y DLN.) En este momento, el operador puede detener la unidad o intentar encenderla nuevamente. Para encender nuevamente, seleccione CRANK en la Pantalla Principal. Se re-inicializarán el temporizador de purga y el temporizador de encendido. El temporizador de purga comenzará a registrar el tiempo. Volver a seleccionar AUTO producirá la secuencia de encendido para repetirse a sí misma después de que el temporizador de tiempo haya llegado al final del intervalo. Si la unidad está siendo operada de manera remota y existe la capacidad de activaciones múltiples (habiendo sido seleccionado REMOTE (remoto) previamente en la Pantalla Principal), y ningún fuego se ha establecido al final del período de encendido, se purgará la unidad del combustible sin quemar. Al final del período de purga, se intentará nuevamente la ignición. Si no se establece la llama en este momento, la secuencia de activación se terminará y la unidad se detendrá.

Al final del período de calentamiento, con la llama establecida, la RSR comenzará a incrementarse. La <I>/HMI indicará STARTUP STATUS/ACCELERATING (acelerando) y la turbina aumentará la velocidad. A aproximadamente el 50% de la velocidad, la señal de velocidad de aceleración "14HA" se visualizará en la <I>/HMI.

- i. La turbina continuará acelerando. Cuando alcance entre el 85 y el 90% de la velocidad, el dispositivo de activación se desconectará y apagará. La <I>/HMI indicará el cambio en el estado de STARTUP CONTROL (control de inicio) a SPEED CONTROL (control de velocidad) a aproximadamente el 60% de la velocidad.

- j. Cuando la turbina alcance la velocidad de operación, la señal de velocidad de operación “14HS” se visualizará en la <I>/HMI. Se termina el destello del campo. Si el interruptor selector de sincronización (43S) en el panel de control del generador está en la posición OFF y no se ha seleccionado REMOTE en la <I>/HMI, cuando la turbina alcance la velocidad de operación, se mostrará lo siguiente en la <I>/HMI:

RUN STATUS (estado de operación)

FULL SPEED NO LOAD (velocidad completa sin carga)

AUTO; START

Si el interruptor selector de sincronización en el panel del generador se encuentra en la posición AUTO o se selecciona REMOTE en la <I>/HMI, se inicializará la sincronización automática. Se mostrará SYNCHRONIZING (sincronizando) en la <I>/HMI.

La velocidad de la turbina se iguala al sistema (a menos de 1/3 Hz de diferencia) y cuando se alcanza la relación de fase apropiada, se cerrará el interruptor del generador. La máquina se cargará a la capacidad de reserva a menos que se haya seleccionado un punto de control de carga BASE, PEAK (pico) o PRESELECTED LOAD (carga preseleccionada).

La <I>/HMI mostrará SPINNING RESERVE (capacidad de reserva conectada) en la pantalla, una vez que la unidad haya alcanzado este punto de carga.

C. Sincronización

Cuando un generador sincrónico impulsado por una turbina se conecta a un sistema de transmisión de energía, el ángulo de fase del generador que va en línea debe corresponder al ángulo de fase del voltaje de la línea existente al momento de su introducción dentro del sistema. Esto se llama sincronización.

PRECAUCIÓN

Antes de inicializar los procedimientos de sincronización, asegúrese de que todo el equipo de sincronización esté funcionando apropiadamente, y que la secuencia de fase de la unidad entrante corresponda a la secuencia de fase de la línea existente y los transformadores potenciales estén conectados correctamente a las fases apropiadas. La sincronización inicial y la revisión después de realizar el mantenimiento al equipo de sincronización deberán realizarse con el interruptor extraído.

NOTA

La sincronización no puede tener lugar a menos que se seleccione AUTO o REMOTE en la Pantalla Principal de la <I>/HMI y la turbina alcance la velocidad máxima.

La sincronización del generador puede lograrse ya sea de manera automática o manual. La sincronización manual se logra mediante el siguiente procedimiento:

1. Sincronización Manual

1. Seleccione MANUAL en la pantalla de sincronización del <I>/HMI.
2. Seleccione AUTO en la Pantalla Principal de la <I>/HMI.
3. Seleccione START y EXECUTE en la Pantalla Principal de la <I>/HMI. Esto activará la turbina y la acelerará a la velocidad máxima según lo descrito anteriormente. En este punto, la CRT indicará RUN STATUS, FULL SPEED NO LOAD.
4. Compare el voltaje del generador con el voltaje de línea. (Estos valores se ubican en la pantalla de sincronización de la <I>/HMI.)
5. Haga cualquier ajuste de voltaje necesario al operar los botones RAISE-LOWER (aumentar-disminuir) en la pantalla de la <I>/HMI hasta que el voltaje del generador iguale el voltaje de línea.
6. Compare el generador y la frecuencia de línea en el sincroscopio (ubicado en la pantalla de la <I>/HMI). Si el puntero está rotando hacia la izquierda, la frecuencia del generador es más baja que la frecuencia de línea y deberá aumentarse al incrementar la velocidad de la turbina o generador.
7. Ajuste la velocidad hasta que el sincroscopio gire hacia la derecha a aproximadamente cinco segundos por revolución o más lento.
8. La señal de “cierre” del interruptor del circuito del generador deberá entregarse cuando alcance un punto de aproximadamente un minuto antes de la posición de las 12 en punto. Esto proporciona una diferencia de tiempo para que los contactos del interruptor se cierren después de recibir la señal de cierre.

La sincronización manual se logra mediante los siguientes pasos:

2. Sincronización Automática

1. Seleccione AUTO en la pantalla de sincronización de la <I>/HMI.
2. Seleccione AUTO en la Pantalla Principal de la <I>/HMI.
3. Seleccione START en la Pantalla Principal de la <I>/HMI.

Este procedimiento activará la turbina, y al lograr la “secuencia completa”, igualará el voltaje del generador al voltaje de línea, sincronizará el generador a la frecuencia de línea, y cargará el generador al valor preseleccionado. Un indicador de “interruptor cerrado” se activará cuando el interruptor del circuito del generador se cierre, al colocar en línea la unidad sincronizada.

Una vez que el generador se haya conectado al sistema de energía, el flujo de combustible de la turbina puede incrementarse para recoger la carga, y la activación del generador puede ajustarse para obtener el valor KVAR deseado.

*****ADVERTENCIA*****

SI NO SE CONSIGUE UNA SINCRONIZACIÓN ADECUADA, PUEDE RESULTAR EN DAÑOS AL EQUIPO Y/O FALLA, O LA CREACIÓN DE CIRCUNSTANCIAS QUE PODRÍAN RESULTAR EN LA ELIMINACIÓN AUTOMÁTICA DE LA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA DE ENERGÍA.

En aquellos casos donde los cierres del interruptor fuera de fase no son tan graves en lo que se refiere a producir la falla inmediata del equipo o interrupción del sistema, el daño acumulativo puede ser el resultado para el generador entrante. Las ocurrencias repetidas de los cierres del interruptor fuera de fase pueden eventualmente resultar en la falla del generador debido a la tensión provocada al momento del cierre.

Por lo general, el cierre desfasado del interruptor de magnitud suficiente como para causar daños al equipo ya sea de inmediato o por acumulación, según lo mencionado anteriormente, resultará en la caída del anunciador para notificar el problema al operador. Las siguientes alarmas se han visualizado en varias ocurrencias de cierres mal realizados del interruptor del generador:

3. Alarmas Asociadas a los Cierres Mal Realizados del Interruptor

1. Disparo de vibración alta
2. Pérdida de activación
3. Varias caídas de bajo voltaje de CA

El cierre desfasado del interruptor resultará en ruido y vibración anormal del generador al momento del cierre. Si existe una razón para sospechar de dicho cierre mal realizado del interruptor, el equipo deberá inspeccionarse inmediatamente para determinar la causa del cierre mal realizado y por el daño al generador.

Consulte la sección “Control y Protección” de este volumen para obtener información adicional sobre el sistema de sincronización.

D. Funcionamiento de Carga Normal

1. Carga Manual

La carga manual se logra al hacer clic en los objetivos SPEED SP RAISE/SPEED SP LOWER (aumentar velocidad/disminuir velocidad) en la Pantalla Principal de la <I>/HMI.

No es posible la carga manual más allá del punto de control de temperatura seleccionado BASE ó PEAK. El índice de la carga manual se muestra en la Especificación del Control – Plano de Ajustes.

2. Carga Automática

En el arranque, si no se selecciona algún punto de carga, la unidad cargará el punto de carga SPINNING RESERVE (capacidad de reserva conectada). El punto de carga SPINNING RESERVE es levemente mayor que sin carga, típicamente el 8% de la clasificación base.

Un punto de carga inmediato, una carga PRE-SELECTED (preseleccionada), y los puntos de carga de control de la temperatura BASE y PEAK (pico) se pueden seleccionar en cualquier momento después que se haya entregado la señal de arranque. La selección se visualizará en la <I>/HMI. La unidad cargará el punto de carga seleccionado. La carga preseleccionada es un punto de carga mayor que la capacidad de reserva conectada y menor que la base, típicamente el 50%. El índice de la carga automática se muestra en la Especificación del Control – Plano de Ajustes.

E. Operación Remota

Para transferir el control de la turbina desde el compartimiento del control al equipo ubicado remotamente, seleccione REMOTO en la Pantalla Principal de la <I>/HMI. La turbina puede entonces activarse, sincronizarse automáticamente, y cargarse por el equipo remoto.

F. Apagado y Enfriamiento

1. Apagado Normal

El apagado normal se inicializa al seleccionar STOP (parada) en la Pantalla Principal de la <I>/HMI. El procedimiento de apagado continuará automáticamente con la descarga del generador, la reducción de velocidad de la turbina, la válvula de combustible a velocidad parcial y la iniciación de la secuencia de enfriamiento mientras la unidad llega a la inmovilidad.

2. Apagado de Emergencia

El apagado de emergencia se inicializa al presionar el botón EMERGENCY STOP. La operación de enfriamiento después del apagado de emergencia también es automática, siempre que se cumplan los permisos para esta operación.

3. Enfriamiento

Inmediatamente después del apagado, después de que la turbina haya estado en el modo de disparo, el rotor se gira para proporcionar un enfriamiento uniforme. El enfriamiento uniforme del rotor de la turbina evita el arqueado del rotor, la fricción y el desequilibrio resultantes, y el daño relacionado que puede de lo contrario ocurrir cuando se intentan los arranques subsecuentes sin el enfriamiento. La turbina puede activarse y cargarse en cualquier momento durante el ciclo de enfriamiento.

El ciclo de enfriamiento puede acelerarse mediante el uso del dispositivo de arranque; en cuyo caso, se operará a la velocidad de arranque.

El dispositivo de rotación del rotor se proporciona para la rotación de enfriamiento. Una descripción de la operación de rotación del rotor y servicio puede encontrarse en la sección Sistema de Arranque.

El tiempo mínimo requerido para el enfriamiento de la turbina depende principalmente de la temperatura ambiente de la turbina. Otros factores, tales como la dirección del viento y la velocidad en las instalaciones externas y las corrientes de aire en las instalaciones internas, pueden tener un efecto en el tiempo requerido para el enfriamiento. Los tiempos de enfriamiento recomendados en los siguientes párrafos son el resultado de la experiencia de funcionamiento de General Electric Company tanto en las pruebas de fábrica como en el campo de las turbinas de gas de General Electric. El comprador puede encontrar que estos tiempos pueden modificarse a medida que se obtiene experiencia en la operación de la turbina de gas bajo sus condiciones del sitio en particular.

Los tiempos de enfriamiento no deberán acelerarse abriendo las puertas del compartimiento de la turbina o los paneles protectores, ya que el enfriamiento disparejo de las envolturas más externas puede resultar en una fatiga excesiva.

La unidad debe estar en la operación de rotación del rotor luego de seguir un apagado durante por lo menos 24 horas para asegurar la mínima protección contra fricciones y desequilibrio en un intento de arranque subsiguiente. General Electric Company, no obstante, recomienda que la operación de rotación del rotor continúe durante 48 horas después del apagado para asegurar el enfriamiento uniforme del rotor.

G. Operaciones Especiales

1. Transferencia de Combustible (Opción Gas a Destilado)

La transferencia de combustible se inicia al usar la Pantalla Mezcla de Combustible en la <I>/HMI. Cuando se transfiere de un combustible a otro, existe un retardo de treinta segundos antes de que comience la transferencia. Para la transferencia de gas a destilado, el retardo permite el relleno de las líneas de combustible líquido. Para la transferencia de destilado a gas, el retardo concede tiempo para que la válvula de índice de velocidad (y la válvula de control de gas) regule la presión de gas del volumen interior antes que comience la transferencia. Una vez activada, la transferencia de combustible toma aproximadamente treinta segundos.

La transferencia puede detenerse en cualquier proporción de mezcla de combustible dentro de los límites, según lo especificado en la Especificación de Control - Plano de Ajustes al ajustar FUEL MIX SETPOINT (punto de ajuste de mezcla de combustible) y después seleccionar MIX (mezcla). La transferencia de combustible deberá iniciarse antes del encendido o después de que la unidad alcance la velocidad de operación.

2. Transferencia Automática de Combustible en Baja Presión de Gas (Opción Gas a Destilado)

En caso de baja presión de gasolina, la turbina transferirá combustible líquido. La transferencia ocurrirá sin retardo para el relleno de la línea. Para regresar a la operación de gasolina después de una transferencia automática, manualmente vuelva a seleccionar gasolina.

3. Prueba de la Bomba de CC de Lubricante de Emergencia

La bomba de emergencia de CC puede probarse al usar el botón de prueba en el arrancador del motor.

4. Revisiones de Disparo de Velocidad Excesiva

La prueba del sistema de disparo de velocidad excesiva deberá realizarse en una base anual en el caso de turbinas de gas usadas intermitentemente. En unidades operadas de forma continua, la prueba deberá realizarse en cada apagado programado y después de cada reacondicionamiento importante. Todas las unidades deberán probarse después de un período de apagado extendido de dos a más meses a menos que sea contrario a lo especificado en las Especificaciones de Control – Plano de Ajustes.

NOTA

La turbina deberá operarse durante por lo menos 30 minutos a velocidad normal antes de revisar los ajustes de velocidad excesiva.

La velocidad de la turbina se controla por la señal de referencia de la turbina TNR. La velocidad máxima requerida por la TNR se limita por la constante de control de parada de alta velocidad. Este valor normalmente se ajusta al 107% de la velocidad normal. Será necesario seleccionar la función de prueba de velocidad excesiva, lo que reprogramará el punto de ajuste de 107% a 113%, para permitir que la velocidad aumente sobre el ajuste de disparo eléctrico de la velocidad excesiva. Con la constante de parada de alta velocidad ajustada para que sea más alta que la velocidad de disparo eléctrico de velocidad excesiva, aumente la velocidad de la unidad gradualmente mediante el uso del objetivo SPEED SP RAISE (aumentar velocidad) en la Pantalla Principal de la <I>/HMI y observe la velocidad en la cual se dispara la unidad en comparación al valor indicado en las Especificaciones de Control – Plano de Ajustes. Una vez que la unidad se dispara, el punto de ajuste de velocidad se devuelve al valor máximo de 107%.

PRECAUCIÓN

1. No exceda la velocidad de búsqueda máxima, según lo definido en la Especificación de Control.
2. Devuelva todas las constantes a su valor normal después de la disminución de velocidad de la unidad.

5. Operación de Inyección de Vapor

Antes de operar el sistema de inyección de vapor por primera vez, tras un reacondicionamiento o períodos de parada extendidos, es importante realizar las siguientes revisiones:

1. El suministro de vapor se encuentra dentro de los parámetros.
2. El suministro de aire del instrumento se encuentra en la presión requerida.
3. El tamaño del orificio de la línea de vapor es el correcto

4. Controles previos a la puesta en marcha

Antes de la operación, revise las siguientes condiciones:

5. Los controles de la <I>/HMI están en las posiciones de no selección (Inyección de Vapor desactivada)
6. La válvula de parada manual está abierta
7. Todas las válvulas manuales en la línea de flujo están abiertas
8. Todas las válvulas para los calibradores de temperatura o manómetros están abiertas
9. La presión y temperatura del suministro de vapor se encuentran en el margen de operación
10. Arranque

El sistema de control automático, en conjunto con los circuitos lógicos de la microcomputadora del sistema de control SPEEDTRONICTM, opera las válvulas de control del sistema de inyección de vapor y asegura que la cantidad apropiada de inyección de vapor se proporcione al sistema de combustión de la turbina durante la operación.

Para iniciar la inyección de vapor, el operador primero debe seleccionar la Pantalla de Visión General de la Inyección de Vapor en la <I>/HMI. Seleccionar el botón STM INJ ON (inyección de vapor activada) inicia el control de inyección de vapor. En este punto, los circuitos de control de vapor automáticos asumirán la dirección, iniciarán el drenaje y detendrán las secuencias de las válvulas y controlarán el sistema. Cuando las condiciones del vapor son las correctas, la válvula de control de vapor libera el vapor dentro del sistema de combustión en el radio de flujo de vapor a combustible.

El arranque y secuencia de operación del sistema de inyección de vapor se describe y explica en el texto del sistema de control Inyección de Vapor de la sección Control y Protección.

11. Descubrimiento de Problemas

El propósito del sistema es proporcionar vapor al sistema de combustión de la turbina en la presión, temperatura y flujo deseados. Si esto no sucede, los siguientes problemas pueden ser la causa:

- a* Suministro de vapor agotado
- b. Insuficiente presión de suministro
- c. Válvula de control cerrada
- d. Válvula de detención cerrada

Se deberá comprobar lo siguiente:

- e. Suministro de vapor adecuado
- f. Revisión del sistema de suministro de vapor
- g. Revisión del activador de la válvula de control y el funcionamiento de la válvula de drenaje
- h. Comprobación de que la presión del suministro de aire del instrumento sea suficiente y/o revisión del funcionamiento de la válvula de control del solenoide.

Las condiciones de la alarma y parada del sistema de inyección de vapor se detectan por un programa de protección construido dentro del Programa de Secuencia de Control. Las indicaciones de alarma y disparo se visualizan en la <I>/HMI. Una condición de alarma se inicia mediante los niveles de presión alta o baja y mediante las temperaturas altas o bajas. Vea las Especificaciones de Control para los valores de alarma y punto de disparo.

El programa computacional se diseña para disparar la válvula de parada del vapor y evitar el flujo de vapor, si la temperatura del mismo se torna demasiado alta o baja. Puede disparar el sistema por una temperatura o presión para proteger contra la pérdida de sobrecalentamiento y reserva de condensado. El valor a presión muy alta puede producir daño al empaque del vástago de la válvula y los sellos del sistema. Un disparo de inyección de vapor sólo apaga el sistema de inyección de vapor. No dispara la turbina.

6. FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DLN_x II

1. General

El sistema de control Dry Low Nox II regula la distribución del combustible entregado a los combustores del surtidor múltiple ubicado alrededor de la turbina de gas. Este sistema lleva al combustible a través de los múltiples modos de operación para lograr el modo de emisiones bajas de **Premezcla**. El DLN-2 sólo tiene una zona de combustión, pero múltiples surtidores y colectores.

2. Operación de la Gasolina

Existen tres modalidades básicas para la distribución de combustible para el combustor.

a* Primaria

Combustible para el colector primario solamente

b. Lean-Lean

Combustible para los colectores primario y terciario

c Premezcla

En este modo, el combustible se encuentra tanto en el colector secundario como el terciario. Esta es la modalidad de baja emisión.

3. Válvulas

Existen cuatro válvulas principales en el DLN-2:

Válvula Principal de Control de Gas (GCVP)

Válvula Secundaria de Control de Gas (GCVS)

Válvula Cuaternaria de Control de Gas (GCVQ)

Válvula Bifurcadora de Premezcla (PMSV)

LA PMSV se usa corriente abajo de la válvula secundaria de control de gas. Esta válvula controla el flujo entre los 4 surtidores secundarios y el surtidor terciario 1 (el surtido terciario no se usa durante el modo Principal).

4. Secuencia de Arranque y Carga

La turbina de gas se activará con el combustible dirigiéndose al colector principal solamente y acelerará al 81% de la velocidad corregida. En este punto, el flujo de combustible se iniciará dentro del colector terciario y se establecerá el Lean-Lean. A medida que la unidad se cargue a aproximadamente el 60% de la carga (sin Calor de Purga), o 40% de la carga (con Calor de Purga), se realizará una transferencia a la Premezcla. Cuando se transfiere hacia la Premezcla, se cerrará la válvula principal de control de gas, se abrirá la válvula secundaria de control de gas, y la válvula bifurcadora de la Premezcla modulará para controlar el flujo entre los surtidores terciarios y secundarios. Una vez que la válvula principal de control se cierra, el Sistema de Purga principal se abrirá para purgar los surtidores primarios.

La secuencia de eventos en una descarga es el siguiente:

- a* Modo de Premezcla a Transferencia
- b. Transferencia de Premezcla a Lean-Lean
- c Apagado activado en Lean-Lean

La selección del modo se realiza automáticamente en el sistema de control cuando la turbina se encuentra en las condiciones apropiadas de operación. Estas condiciones deben cumplirse antes del arranque; las siguientes válvulas deben estar en posición cerrada:

Radio Parada/Velocidad
Válvula Principal de Control (GCVP)
Válvula Secundaria de Control (GCVP)
Válvula Cuaternaria de Control (GCVQ)

La Válvula Bifurcadora de Premezcla (PMSV) debería dividirse en el 100% (sin flujo secundario).

Válvula de Calor de Purga cerrada (si se aplica)

5. Funcionamiento de la Guía de Entrada de Álabes (IGV)

El desempeño de emisión del combustor del DLN-2 es sensible a los cambios en el combustible al índice de aire. El combustor del DLNx se diseñó de acuerdo al esquema de regulación del flujo de aire usado en el Control de Temperatura de la IGV. Las IGV deberán permanecer en un valor mínimo fijo a partir de la velocidad máxima sin carga hasta que la turbina aumente la carga, mientras se encuentre en la curva de control de temperatura de la cámara de escape. Las IGV se abren desde su valor mínimo, a medida que la turbina aumenta la carga, mientras se encuentra en la curva de control de temperatura de la cámara de escape hasta que alcancen un máximo en la Carga Base.

El Control de Temperatura de la IGV está predeterminado en “on”, pero el operador siempre deberá revisar esto durante el arranque. La única excepción a esta regla es cuando se selecciona emparejamiento de temperatura (vea más abajo Ajuste de Temperatura), o se selecciona control de la IGV de ciclo simple. Un control de la IGV de Ciclo Simple puede seleccionarse entre el interruptor más cercano y 8MW, o en las IGV completamente abiertas.

6. Calentamiento de la Entrada

La operación de la turbina de gas con los ajustes de IGV mínimos reducidos puede usarse para extender la región de operación de la Premezcla a cargas más bajas. Reducir el ángulo de IGV mínimo permite que el combustor opere cerca de una temperatura de combustión constante que es lo suficientemente alta para proporcionar soporte a la operación de Premezcla mientras se mantiene suficiente combustible para el índice de aire.

El calentamiento de la entrada a través del uso del flujo de aire de descarga del compresor recirculado es necesario cuando se opera con los ángulos de IGV reducidos para proteger el compresor de la turbina. El calentamiento de entrada evita que el compresor de la turbina pierda velocidad al liberar la presión de descarga e incrementar la temperatura de la corriente del aire de entrada. También, el calentamiento de la entrada evita la formación de hielo debido a la caída de presión incrementada a través del ángulo de IGV reducido.

El sistema de calentamiento de la entrada regula el flujo de purga de descarga del compresor a través de una válvula de control y dentro de un colector ubicado en la corriente de aire de entrada del compresor. La válvula de control diversifica el flujo de aire de entrada como una función del ángulo de IGV, operación del compresor y temperatura ambiente.

7. Ajuste de la Temperatura

El ajuste de temperatura se usa cuando la temperatura de la cámara de escape de la turbina debe controlarse para introducir una turbina de vapor. El operador debe seleccionar el ajuste de temperatura en "on". Una vez seleccionado, la turbina debe cargarse/descargarse a la ventana de ajuste. Una vez que la unidad esté en la ventana de ajuste, el operador podrá activar el ajuste. Con el ajuste de temperatura en "ON" (activado), la temperatura de la Cámara de Escape de la Turbina puede aumentarse al usar los objetivos en la Pantalla de Control de Ajuste de Temperatura.

8. Mensajes de la Pantalla del DLN

Los siguientes mensajes de pantalla aparecerán en la <I>/HMI del panel de control para informar al operador del modo de combustión actual de operación:

Modo Principal Modo de Transferencia de Premezcla
 Modo Lean-Lean Estado en Reserva de Premezcla
 Pre-relleno Secundario Pre-relleno Terciario sólo
 Modo FSNL Modo de Premezcla Piloteada

7. Operación del Sistema de Lavado con Agua (Opcional)

1. General

El lavado con agua deberá programarse durante una parada normal, si es posible. Esto proporcionará tiempo suficiente para que la temperatura de la máquina interna descienda a los niveles requeridos para el lavado. El tiempo necesario para enfriar la máquina puede acortarse, manteniendo la unidad a la velocidad de arranque. Durante este enfriamiento de la turbina, el agua de lavado debe calentarse al nivel apropiado.

2. Precauciones Obligatorias

Antes de que comience el lavado del compresor con agua, la temperatura ajustada de la turbina debe ser lo suficientemente baja de manera que el agua no cause un choque térmico.

PRECAUCIÓN

La temperatura diferencial entre el agua de lavado y la temperatura del rodete intermedio no debe ser superior a los 120°F (48.9°C) para evitar el choque térmico de las piezas del gas caliente. Para el agua de lavado de 180°F (82.2°C), la temperatura máxima del rodete no debe ser mayor que los 300°F (148.9°C) según medido por el sistema de lectura de acoplamiento térmico digital en el panel de control de la turbina.

Para reducir esta diferencia, el agua de lavado puede calentarse y la turbina debe mantenerse en la velocidad de arranque hasta que las temperaturas del rodete desciendan a un nivel aceptable. Las temperaturas del rodete se leen en la sala de control en la <I>/HMI.

PRECAUCIÓN

Si, durante la operación, ha habido un aumento en la propagación de temperatura de la cámara de escape sobre lo normal de 15°F a 30°F (8.3°C a 16.6°C), deberán examinarse los acoplamientos térmicos en el pleno de la cámara de escape. Si están recubiertos con cenizas, ésta deberá quitarse. Los protectores de radiación también deberán revisarse.

Si no están orientados en forma radial con relación a la turbina, deberán reubicarse según el plano apropiado. Si los acoplamientos térmicos están recubiertos con ceniza, o si las protecciones de radiación no están orientadas apropiadamente, no se obtendrá una lectura correcta de la temperatura.

Si ninguna de las condiciones anteriores existe y no hay otra explicación para la propagación de la temperatura, consulte al representante de Instalación e Ingeniería de Servicio de General Electric.

ADVERTENCIA

LA OPERACIÓN DEL LAVADO CON AGUA INVOLUCRA UNA CORRIENTE ABAJO A ALTA PRESIÓN. SE DEBE TENER PRECAUCIÓN PARA ASEGURAR EL POSICIONAMIENTO APROPIADO DE TODAS LAS VÁLVULAS DURANTE ESTA OPERACIÓN. YA QUE EL AGUA TAMBIÉN PUEDE ESTAR CALIENTE, SE DEBERÁN TOMAR PRECAUCIONES ADICIONALES NECESARIAS EN LA MANIPULACIÓN DE LAS VÁLVULAS, TUBERÍAS Y SUPERFICIE POTENCIALMENTE CALIENTES.

NOTA

Antes de lavar con agua el compresor, realice una inspección al pleno de entrada y a la boca acampanada de entrada de la turbina de gas en caso de grandes acumulaciones de contaminantes atmosféricos que podrían lavarse dentro del compresor. Estos depósitos pueden quitarse al lavar con una manguera de jardín.

3. Procedimientos del Lavado con Agua

Haga referencia a la publicación de limpieza incluida en esta sección para obtener los detalles sobre el procedimiento.

8. Operación de la Unidad Después de la Falla de Encendido del Combustible Líquido (DLN2.0 o DLN 2.6)

Lo siguiente sólo se aplica a las unidades con sistemas de combustión DLN 2.0 o DLN 2.6. Después de cada falla de encendido del aceite, se deberá dar un comando STOP y permitir que la unidad desacelere al 2% de la velocidad y opere ahí durante por lo menos 2 minutos antes de que se re-actíve en el gas o combustible líquido. Actualmente, esto se debe hacer manualmente. Esta operación permite que el combustible líquido en exceso se drene de los revestimientos.

IV. DESCRIPCIÓN DE LOS PANELES Y TÉRMINOS

A. Panel de Control de la Turbina (TCP)

El panel de control de la turbina contiene el hardware y software requeridos para operar la turbina. Una vista de elevación frontal del panel se puede ver en la Descripción del Hardware.

PARADA DE EMERGENCIA (5E):

Este botón rojo se ubica en la parte delantera del TCP. La operación de este botón corta inmediatamente el combustible de la turbina.

INTERFAZ DE RESPALDO DEL OPERADOR (BOI):

Esta pantalla interactiva está montada en la parte delantera del TCP. Todos los comandos del operador pueden emitirse desde este módulo. Además, la administración de la alarma puede realizarse y los parámetros de la turbina pueden monitorearse desde <BOI> (Mark V solamente).

<I>/HMI

La <I>/HMI es una computadora personal que interactúa directamente con el panel de control de la turbina. Ésta es la principal estación del operador. Todos los comandos del operador pueden emitirse desde la <I>/HMI. Se puede administrar la alarma y monitorearse los parámetros de la turbina. Con la contraseña adecuada, también se puede lograr la edición.

1. Pantalla Principal

Los botones del selector del operador y los botones del selector del control maestro pueden activarse desde la pantalla principal al usar el dispositivo de posicionamiento del cursor (CPD). Los botones del selector del operador incluyen:

OFF:

Inhibe una señal de Activación

CRANK:

Con CRANK seleccionado, una señal de activación llevará la máquina a la velocidad de purga.

FIRE:

Con FIRE seleccionado, una señal de ACTIVACIÓN llevará la máquina a la velocidad mínima y establecerá la llama en los combustores. Seleccionar FIRE mientras la máquina se encuentre en CRANK iniciará la secuencia de combustión y establecerá la llama en los combustores.

AUTO:

Con AUTO seleccionado, una señal de ACTIVACIÓN llevará la máquina a la velocidad de operación. Cambiar las selecciones de FIRE a AUTO permitirá que la máquina acelere a la velocidad de operación.

REMOTE:

Con REMOTE seleccionado, el control para la unidad se transferirá al equipo de control remoto. Los botones del selector de control remoto incluyen:

START:

Una selección de START provocará que la unidad se active. Con AUTO seleccionado, la unidad se cargará al punto de carga SPINNING RESERVE.

FAST START:

Una selección de FAST START provocará que la unidad se active. Con AUTO seleccionado, la unidad se cargará al punto de carga PRESELECTED. La máquina se cargará en la razón de carga manual.

STOP:

Una selección de STOP provocará que la unidad inicie un apagado normal.

Todos los interruptores del selector del operador y los botones del selector del control maestro son verdes y pueden ubicarse al lado derecho de la pantalla. Todos los botones verdes son de tipo AUTO/EXECUTE, que significa que el botón se debe seleccionar con el CPD y después, dentro de tres segundos, el botón EXECUTE en la parte inferior de la pantalla también debe seleccionarse para activar ese comando.

2. Pantalla de Control de Carga

Los botones del selector de carga se pueden activar desde la pantalla de control de carga mediante el uso del dispositivo de posicionamiento del cursor (CPD). Los botones del selector de carga incluyen:

PRESEL:

Selecciona el punto de carga preseleccionado.

BASE:

Selecciona el punto de carga del control de la temperatura base.

*** PEAK:**

Selecciona el punto de carga del control de la temperatura base.

3. *Pantalla de Mezcla de Combustible

Los botones del selector de combustible se usan para seleccionar el combustible deseado mediante el uso del dispositivo de posicionamiento del cursor (CPD). Los botones del selector de combustible incluyen:

GAS SELECT:

100% de operación con combustible.

DIST SELECT:

100% de operación con combustible destilado.

MIX SELECT:

Seleccionar MIX mientras se encuentre en el 100% de combustible simple, provocará que la máquina transfiera a la operación de combustible mezclado en una mezcla pre-establecida (no aplicable en las unidades DLN).

4. *Pantalla de Punto de Ajuste Isócrono

Los botones del selector del gobernador se usan para seleccionar el tipo deseado de control de velocidad mediante el uso del dispositivo de posicionamiento del cursor (CPD). Los botones del selector del regulador incluyen:

DROOP SELECT:

Usado para seleccionar el control de velocidad de la caída.

ISOCH SELECT:

Usado para seleccionar el control de velocidad isócrona.

5. Pantalla de Control de la Guía de Entrada de Álabes

Los botones de control de la temperatura de la Guía de Entrada de Álabes (IGV) son IGV TEMP CNTL ON (control de temperatura de IGV activado) y IGV TEMP CNTL OFF (control de temperatura de IGV desactivado). El botón IGV AUTO (IGV automático) selecciona la operación normal de las IGV. El botón IGV MANUAL permite que el ángulo IGV máximo se ajuste manualmente por el operador (no se usa normalmente mientras se encuentra en línea).

6. Pantalla de Alarma

Esta pantalla despliega las alarmas actuales de no restauración, la hora cuando ocurrió cada alarma, el número de caída de la alarma y una descripción en palabras de la misma. Un “*” indica que la alarma no se ha reconocido. El “*” desaparece después de que se haya reconocido la alarma. Para mayor información, vea el Manual del Usuario del Sistema de Control de la Turbina.

7. Pantalla Auxiliar

Puede seleccionarse COOLDOWN ON (enfriamiento activado) y COOLDOWN OFF (enfriamiento desactivado) desde esta pantalla.

8. Objetivo de Restauración Manual

Seleccionar el botón de restauración manual reestablece la función Cierre de Restauración Maestro. Este botón debe seleccionarse de manera que la unidad pueda reiniciarse tras un disparo.

C. Definición de Términos

SPINNING RESERVE (capacidad de reserva conectada):

El punto de control de carga mínima basado en la salida del generador. La magnitud de Spinning Reserve en MW puede encontrarse en las especificaciones de control (5 a 10% de clasificación es un valor típico).

PRESELECTED LOAD (carga preseleccionada):

El punto de control de carga basado en la salida del generador. El punto de carga preseleccionado es ajustable dentro de un margen designado en la Especificación de Control. El punto de carga preseleccionado normalmente se ajusta debajo del punto de carga base (50 a 60% de clasificación es un valor típico).

BASE LOAD (carga base):

Esta es la carga máxima normal para la operación continua de la turbina, según se determine por los niveles de temperatura de la cámara de escape de la turbina.

PEAK LOAD (carga máxima) (Opcional):

Esta es la salida máxima permisible para una duración relativamente larga, las situaciones de necesidad de energía de emergencia de acuerdo con la vida aceptable de las piezas de la turbina. La duración de carga máxima se basa en los niveles de temperatura de la cámara de escape de la turbina.

D. Panel de Protección del Generador

El generador de la turbina típicamente se proporciona con un panel de protección del generador. El panel de protección del generador contiene relés multifuncionales integrados que se proporcionan para la protección y monitoreo del generador, de la barra colectiva auxiliar y del interruptor del generador contra fallas eléctricas.

Los relés y cierres auxiliares electromecánicos también se incluyen para facilitar el disparo y la indicación de alarma al Panel de Control de la Turbina y el cliente (si se requiere).

El panel también incluye la medición de los datos eléctricos típicos del generador. Los parámetros disponibles incluyen el voltaje, corriente, kW, kVA, kVAR, Factor de Energía, frecuencia, kW/hr, kVA/hr y kVAR/hr.

E. Centro de Control del Motor

La turbina se proporciona con un centro de control del motor para controlar los equipos auxiliares eléctricos. El centro de control del motor incluye sistemas de distribución de CA y CC.

Los controladores del motor se usan para equipos auxiliares, tales como motores y calentadores. Cada controlador del motor normalmente consiste en un interruptor, transformador de la energía de control, circuito de control, contacto de energía, interruptor selector y luces indicadoras. El interruptor selector normalmente se deja en AUTO. Cada centro de control del motor también se proporciona con tableros del panel de distribución de CA y CC con interruptores de circuito.

F. Equipo Remoto de Supervisión

El equipo de supervisión es normalmente funcional al igual que el equipo descrito en el panel maestro conectado por cable. Sin embargo, esto puede diferir un poco en la medición e indicaciones. Para mayores detalles, consulte el manual de instrucciones de supervisión del fabricante.

G. Sistema Anunciador

Las alarmas se visualizan en la <I>/HMI, cuando se seleccione el modo ALARM Display. Antes de eliminar una alarma, se debe tomar acción para determinar la causa y realizar la acción correctiva necesaria. La siguiente es una lista de los mensajes del anunciado junto con la acción sugerida al operador.

NOTA

Los mensajes de alarma pueden categorizarse ya sea como “disparo” o “alarma”. Los mensajes de disparo contienen la palabra TRIP en el mensaje. Los mensajes de alarma no indican TRIP. Para aquellas alarmas asociadas con permisos para activar y las lógicas de disparo bloqueadas por la función MASTER RESET (reinicio maestro), será necesario llamar a la Pantalla de la <I>/HMI con el botón de reinicio maestro para desbloquear y eliminar estas alarmas.



GE Energy

General Electric Company
www.gepower.com



Estimación del Desempeño de la Turbina de Gas.

El siguiente es un método para estimar el desempeño de la turbina de gas utilizando las curvas de desempeño y los datos del sitio (es decir, elevación, temperatura ambiente, caídas de presión de admisión y de alivio, y el tipo de combustible). Ambos cálculos de desempeño de carga completa y de carga en partes son descritos e ilustrados. Se proporcionan algunos ejemplos típicos de plantas de energía tipo paquete.

Las curvas de desempeño están basadas en el estándar ISO (59 °F 69% de humedad relativa y 14.7 psia). Estas curvas no incluyen la inyección de agua o de vapor para el control de NO_x debido a los varios y diferentes niveles de NO_x ofrecidos. De cualquier forma, el efecto de un flujo de agua o de vapor conocidos puede ser calculado separadamente por las curvas de efectos diluyentes.

Este procedimiento debe ser utilizado solamente para la aproximación del desempeño en las condiciones del sitio y no para garantizar el desempeño. Las garantías de desempeño para este propósito se muestran en la Sección “Especificaciones de Desempeño”. **Las curvas de desempeño incluidas son para ilustrar el procedimiento de cálculo y no reflejan los valores nominales de la corriente.** Las curvas de desempeño aplicables al equipo propuesto para este propósito están enlistadas en “Curvas de Desempeño del Generador y de la Turbina”, en la Sección “Datos de Ingeniería”.

Nomenclatura

D	=	diferencial; es decir DP es caída de presión
f _a	=	factor DP de admisión para salida
f _b	=	factor DP de alivio para salida
f _c	=	factor de la temperatura de admisión del compresor para salida
f _d	=	factor de la temperatura de admisión del compresor para el flujo de alivio
f _e	=	factor de la temperatura de admisión del compresor para el valor nominal de calor
f _f	=	factor DP de admisión para el valor nominal de calor
f _g	=	factor DP de alivio para el valor nominal de calor
f _h	=	factor de humedad para la salida
f _i	=	factor de humedad para el valor nominal de calor
HC	=	consumo de calor (consumo de combustible en Btu/h)
HR	=	valor nominal de calor (Btu/kWh)
KW	=	salida de potencia (kW)
P	=	presión barométrica (psia)
P _c	=	presión efectiva (psia) en la brida de admisión de una planta de energía tipo paquete
T _x	=	temperatura del gas de alivio (°F)

W_x = flujo de alivio (lb/h)
EFF = eficiencia térmica (%)
(LHV) = basado en el valor de calentamiento inferior del combustible

Subíndices s, i, o

s denota las condiciones en el sitio
i denota las condiciones de ISO
o denota las condiciones de la altitud en el sitio, las DP de admisión y de alivio y las condiciones de admisión del compresor de 59 °F @ 60% RH.

I. Desempeño a Plena Carga.

A. Método

1. Salida (KW_s) = (KW_i) x ($P_s/14,7$) x f_a x f_b x f_c x f_h
2. Valor Nominal de Calor (HR_s) = (HR_i) x f_c x f_f x f_g x f_i
Nota: La altitud no tiene efecto en el valor nominal de calor.
3. Consumo de Calor (HC_s) = (KW_s) x (HR_s)
4. Lectura de la Temperatura de Alivio (T_x) de la curva apropiada. Adicione un incremento de temperatura para caídas adicionales de presión de admisión y/o alivio.
5. Flujo de Alivio (W_{xs}) = (W_{xi}) x ($P_c/14,7$) x f_d
Donde $P_c = P_s - (0,0361 \times DP \text{ adicional (pulg. de H}_2\text{O)})$ en la admisión)

B. Notas

1. Redondeo de cálculos como sigue :
Salida - Lo más cercano a 10 kW o un máximo de 4 cifras significativas
Valor nominal de Calor - Lo más cercano a 10 Btu / kWh
Consumo de Calor - Lo más cercano a $0,1 \times 10^6$ Btu / h o un máximo de 4 cifras significativas
Temperatura de Alivio – Lo más cercano en grados F
Flujo de Alivio – Hasta 4 cifras significativas (lb / h)
2. La relación $P_s/14,7$ puede ser leída directamente desde la curva de corrección de altitud 416HA662.

C. Ejemplo de Cálculo a Plena Carga

Planta de Energía tipo Paquete – Ciclo Simple MS7001 (EA) Modelo PG7111(EA) con un generador enfriado por aire.

Condiciones del Sitio:

Altitud	= 600 ft
Presión Barométrica P_s	= 14,39 psia (de la Curva 416HA662)
Temperatura de Admisión del Compresor	= 90 °F
DP de Admisión	= 2,5" de H ₂ O (incluidos en los valores nominales)
Combustible	= Aceite Destilado
Modo	= Carga Base

- Condiciones de Diseño (ISO) de la Curva 499HA733

Salida KW_i	= 82100 kW
Valor nominal de Calor HR_i	= 10560 Btu / kWh (LHV)
Flujo de Alivio W_{xi}	= 2358 x 10 ³ lb / h

2. Cálculo de los factores.

Los valores nominales para la planta de energía en paquete incluyen una caída de presión estándar de admisión y de alivio como está especificado con los valores nominales. Por lo tanto las caídas de presión utilizadas para calcular f_a , f_b , f_f , f_g , P_c , y el incremento de la temperatura de alivio son las caídas de presión en exceso de las caídas de presión estándar.

El efecto del decremento del desempeño resultante de la caída de presión adicional es sustraído de la unidad para obtener el factor de multiplicación de salida. El efecto del porcentaje del valor nominal del calor es sumado a la unidad para obtener el multiplicador del valor nominal del calor para las caídas de presión adicional.

Salida:

$$f_a = 1,0$$

$$f_b = 1,0 - \left(\frac{0,42}{4} \times 4,5 \right) \frac{1}{100} = 0,9953$$

(curva 499HA733 con 4,5" de H₂O adicionales)

$$f_c = 0,890 \text{ (de la curva 499HA734)}$$

$$f_h = 0,9982 \text{ (de la curva 498HA697)}$$

Valor Nominal

Del Calor:

$$f_e = 1,025 \text{ (de la curva 499HA734)}$$

$$f_f = 1,0$$

$$f_g = 1,0 + \left(\frac{0,42}{4} \times 4,5 \right) \frac{1}{100} = 1,0047$$

(curva 499HA733 con 4,5" de H₂O adicionales)

$$f_i = 1,0048 \text{ (de la curva 498HA697)}$$

$$\begin{aligned} \text{Flujo de Alivio: } P_c &= 14,39 \text{ psia} - 0 = 14,39 \text{ psia} \\ f_d &= 0,930 \text{ (de la Curva 499HA734)} \end{aligned}$$

3. Cálculo de Condiciones a Plena Carga en el Sitio:

$$\begin{aligned} \text{Salida } KW_s &= 82100 \times \frac{14,39}{14,7} \times 1,0 \times 0,9953 \times 0,890 \times 0,9982 \\ &= 71063 \text{ o } 71060 \text{ kW} \end{aligned}$$

Valor Nominal del

$$\begin{aligned} \text{Calor } HR_s &= 10560 \times 1,025 \times 1,0 \times 1,0047 \times 1,0048 \\ &= 10927 \text{ ó } 10930 \text{ Btu / kWh (LHV)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Consumo de Calor } HC_s &= 71060 \times 10930 \\ &= 776,7 \times 10^6 \text{ Btu / h (LHV)} \end{aligned}$$

La temperatura de alivio es calculada sumando el incremento de temperatura debido a las caídas de presión a la lectura del valor de la Curva 499HA734:

$$T_x = 1006 + \frac{1,9}{4} (0 + 4,5) \text{ } ^\circ F$$

$$T_x = 1008,1 \text{ ó } 1008 \text{ } ^\circ F$$

$$\begin{aligned} \text{Flujo de Alivio} &= 2358 \times 10^3 \times \frac{14,39}{14,7} \times 0,930 \\ &= 2146,7 \times 10^3 \text{ ó } 2147 \times 10^3 \text{ lb / h} \end{aligned}$$

II. Desempeño de Carga Parcial

La salida de carga parcial, el valor nominal de calor y el consumo de calor son calculados en una forma similar como una carga base usando la curva de consumo de calor de la carga parcial. Antes de usar el % de salida de la curva de consumo de calor, todo el desempeño de carga parcial debe estar referenciado a los kW₀ del desempeño del sitio a 59°F.

A. Método

1. Para una presión barométrica con caídas de presión de admisión y de alivio en el sitio y una temperatura de admisión del compresor de 59°F, calcule los siguientes parámetros de desempeño de carga base:

Salida, kW₀

Valor Nominal, HR₀

Consumo de Calor, HC₀

Éstos datos en consecuencia se convertirán en los valores corregidos en los cuales se basarán los cálculos de carga parcial.

2. Calcule el porcentaje de carga:

$$\% \text{ de carga} = \text{carga requerida} / kW_0$$

- De la curva de desempeño aplicable, en el porcentaje de carga calculado de (2) arriba y en la temperatura de admisión del compresor, lea el porcentaje de consumo de calor de diseño.

$$HC_s = HC_o \times \% \text{ del consumo de calor de diseño.}$$

- Valor nominal de calor en la carga requerida:

$$HR_s = HC_s \div kW_s$$
- La temperatura y el flujo de alivio son calculados en forma análoga a la carga base utilizando las salidas de diseño corregidas como se muestra en la tabla de arriba y los Efectos de la Curva de Álabes Guía de Admisión Modulada en el ambiente apropiado. El punto en la extrema derecha de cada curva de ambiente en la Curva del Álabes Guía de Admisión (IGV por sus siglas en inglés) Modulada representa la posición completamente abierta del IGV, el punto de inflexión en cada curva representa la posición cerrada del IGV. Note que ésta curva es solamente para máquinas de ciclo combinado. Las máquinas de ciclo simple, las cuales normalmente no están relacionadas con condiciones de Alivio de carga parcial, son operadas en un calendario diferente y no pueden ser calculadas usando esta curva.

B. Ejemplo de Cálculo de Carga Parcial.

Los siguientes ejemplos de cálculos de carga parcial son para la planta de energía tipo paquete de ciclo simple MS7001(EA) utilizadas previamente.

Condiciones del sitio:

Altitud	= 600 ft
Presión Barométrica P_s	= 14,39 psia
Temperatura de Admisión del Compresor	= 90 °F
Humedad Relativa	= 60% H.R.
DP de Admisión	= 2,5" de H ₂ O (incluidos en los valores nominales)
Combustible	= Aceite Destilado
Carga requerida	= 75% Carga Base

- Cálculo del desempeño del sitio a plena carga y 59°F@60%H.R.:

$$KW_o = KW_i \times (14,39 / 14,7) \times f_a \times f_b$$

$$KW_o = 821000 \times 0,9789 \times 1,0 \times 0,9953 = 79990 \text{ kW}$$

$$HR_o = HR_i \times f_f \times f_g$$

$$HR_o = 10560 \times 1,0 \times 1,0047 = 10610 \text{ Btu / kWh (LHV)}$$

$$HC_o = KW_o \times HR_o$$

$$HC_o = 79990 \times 10610 = 848,7 \times 10^6 \text{ Btu / h (LHV)}$$

2. Cálculo del desempeño del sitio para 90°F @ 60% H.R.

$$\begin{aligned} \text{Salida del sitio (carga base)} &= KW_o \times f_c \times f_h \\ &= 79990 \times 0,891 \times 0,9983 = 71150 \text{ kW} \end{aligned}$$

Al 75% de la carga base, la carga requerida = 71150 x 0,75 = 53360 kW

$$\% \text{ de carga} = 53360 / 79990 = 66,7\%$$

3. De la curva 499HA733 a 66,7% de la carga de diseño y 90°F, el % de consumo del calor del diseño = 71%

Carga parcial, consumo de calor del sitio,

$$HC_s = HC_o \times \% \text{ valor nominal de calor del diseño}$$

$$HC_s = 848,7 \times 0,71 = 602,6 \times 10^6 \text{ Btu / h (LHV)}$$

4. Valor Nominal de calor del sitio $HR_s = HC_s \div kW_s$

$$HR_s = 602,6 \times 10^6 \div 53360 = 11290 \text{ x Btu / kWh (LHV)}$$

5. Introducir la Curva de Efectos del Álabes Guía de Admisión Modulada (516HA129) al 66,7% de la salida calculada en el Paso 2 y, para la curva ambiente de 90°F;

Temp. de Alivio = 990°F

$$W_{\text{alivio}} = 75,5\% W_i \times \% \text{ del diseño}$$

$$W_{\text{alivio}} = 2358 \times 0,755 = 1780 \times 10^3 \text{ lb / h}$$

Desempeño de la Inyección con Agua o Vapor.

La cantidad de inyección de agua o de vapor requerida para cumplir con un nivel de emisión de NO_x dado no está disponible en la curva debido a las múltiples variables que impactan este valor. De hecho, el flujo exacto típicamente no está finalizado hasta que lo esté la Prueba de Conformidad de Emisiones de campo.

Por ejemplo, tomando la Salida “seca” y el Desempeño del Valor Nominal del Calor calculados en el Ejemplo I y, asumiendo que GE ha reportado (para las condiciones específicas dadas) un flujo estimado de vapor para cumplir con 65 ppmvd @ 15% de O₂ NO_x de 42590 lb / h (11,83 pps); El Valor Nominal de Calor y la Salida reportados podrán ser:

$$\begin{aligned} \text{KW} &= 71060 \times (1+0,059) \text{ (de la curva 499HA899A)} \\ &= 75250 \text{ kW} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{HR} &= 10930 \times (1 - 0,0275) \text{ (de la curva 499HA900A)} \\ &= 10630 \text{ Btu / Kw-h (LHV)} \end{aligned}$$

Conversión de Unidades del Sistema Internacional y Sistema Métrico

La siguiente es una lista de los factores de conversión más comúnmente usados para cálculos del desempeño de la turbina.

Factores de Conversión

Para Convertir	A	Multiplique Por
atm	Kg / cm ²	1,0333
atm	lb / pulg ²	14,7
bars	atm	0,9869
bars	lb / pulg ²	14,5
Btu / h	kcal / h	0,2520
Btu / h	kJ / h	1,0548
Btu / hph	kJ / kWh	1,4148
Btu / lb	kJ / kg	2,326
°F	°R	°F+459,7
°C	°F	(°C x 9/5)+32
°C	°K	°C+273,2
ft ³ / min	l / s	0,4720
ft ³ / min	m ³ / min	0,02832
gal / min	l / s	0,06308
pulg. de mercurio	kg / cm ²	0,03453
pulg. de H ₂ O (a 4°C)	kg / cm ²	0,00254
pulg. de H ₂ O (a 4°C)	lb / in ²	0,03613
J	Btu	9,478 x 10 ⁻⁴
Kg	lb	2,205
Kg / cm ²	lb / in ²	14,22
Kg / m ³	lb / ft ³	0,06243
kW	hp	1,341
lb / pulg ²	Pa	6894,8
l / min	ft ³ / s	5,886 x 10 ⁻⁴
l / min	gal / s	0,004403
scf	Nm ³	0,0268
W	Btu / h	3,4129

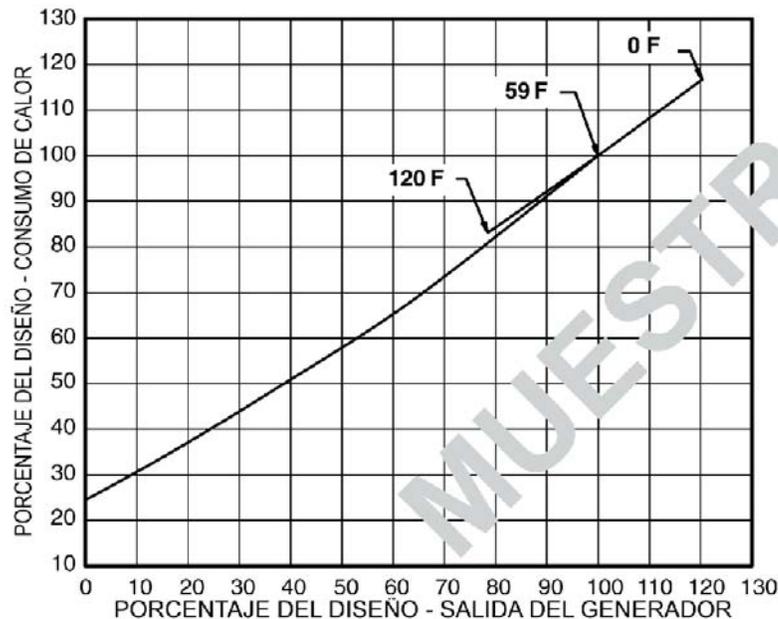
TURBINA DE GAS GENERAL ELECTRIC MODELO PG7111(EA)
CONFIGURACIÓN – DESEMPEÑO ESTIMADOS: GAS NATURAL Y DESTILADO
 Condiciones de Admisión del Compresor a 59°F (15,0°C), 60% Humedad Relativa
 Presión Atmosférica 14,7 psia (1,013 bar)

COMBUSTIBLE		GAS NATURAL	DESTILADO
SALIDA DE DISEÑO	kW	83500	82100
VALOR NOMINAL DE CALOR DE DISEÑO (LHV)	Btu (kJ) / kWh	10480 (11060)	10560 (11140)
CONS. DE CALOR DE DISEÑO (LHV) x 10 ⁻⁶	Btu (kJ) / h	875,1 (923,5)	867,0 (914,6)
FLUJO DE ALIVIO DE DISEÑO x 10 ⁻³	lb/h (kg) / h	2351 (1066)	2358 (1070)
MODO: CARGA BASE			PPB 061088

NOTAS:

1. Corrección de la altitud en la curva 416HA662 REV A.
2. Corrección de la temperatura ambiente en la curva 499HA734 REV A.
3. Efecto de los IGV's moduladas en el flujo y la temperatura en la curva 516HA129.
4. Generador 7A6 enfriado por aire.
5. Corrección de la humedad en la curva 498HA697 REV B – desempeño completo calculado con humedad específica de 0,0064 o menos con el fin de no exceder el 100% de la humedad relativa.
6. El desempeño de la planta es medido en las terminales del generador e incluye tolerancias para la energía de excitación, elementos auxiliares accionados por eje y caídas de presión de admisión de 2,5 pulg. de H₂O (6,2 mbar) y de alivio de 5,5 pulg. de H₂O (13,7 mbar).
7. Efectos adicionales de las caídas de presión:

	% Efecto sobre el Valor Nominal del Calor en la Salida		Efecto sobre la Temperatura de Alivio
Admisión de 4 pulg. de H ₂ O (10,0 mbar)	-1,42	0,45	1,9 °F (1,1°C)
Alivio de 4 pulg. de H ₂ O (10,0 mbar)	-0,42	0,42	1,9 °F (1,1°C)



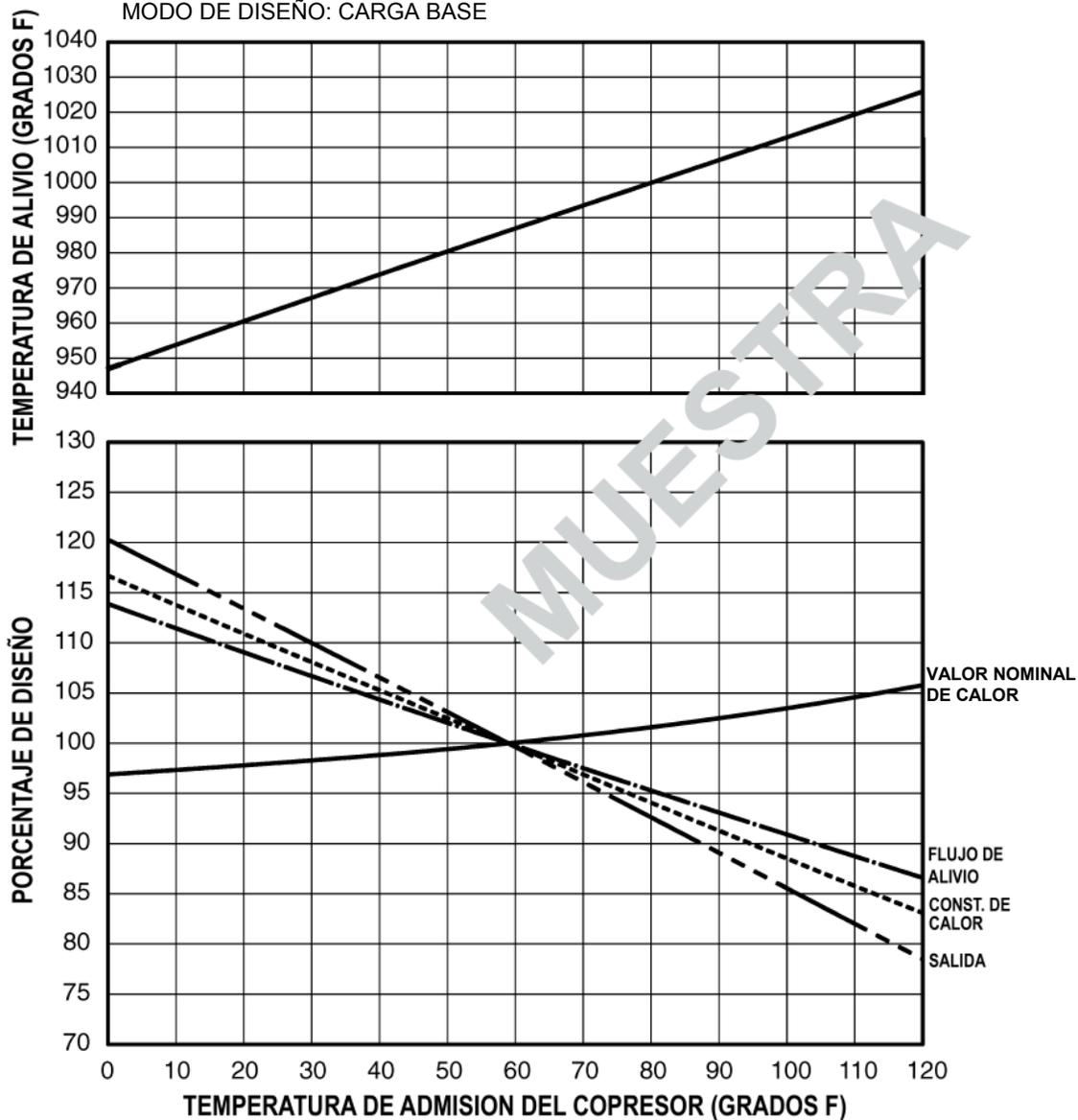
FECHA: 10 / 17 / 89
 DA JAQUEWAY

499HA733
 REV A

TURBINA DE GAS GENERAL ELECTRIC MODELO PG7111(EA)

**Efecto de la Temperatura de Admisión del Compresor
en la Salida, Valor Nominal de Calor, Consumo de Calor, Flujo de Alivio,
y la Temperatura de Alivio al 100% de la Velocidad.**

COMBUSTIBLE: GAS NATURAL Y ACEITE DESTILADO
VALORES DE DISEÑO EN LA CURVA 499HA733 REV A
MODO DE DISEÑO: CARGA BASE



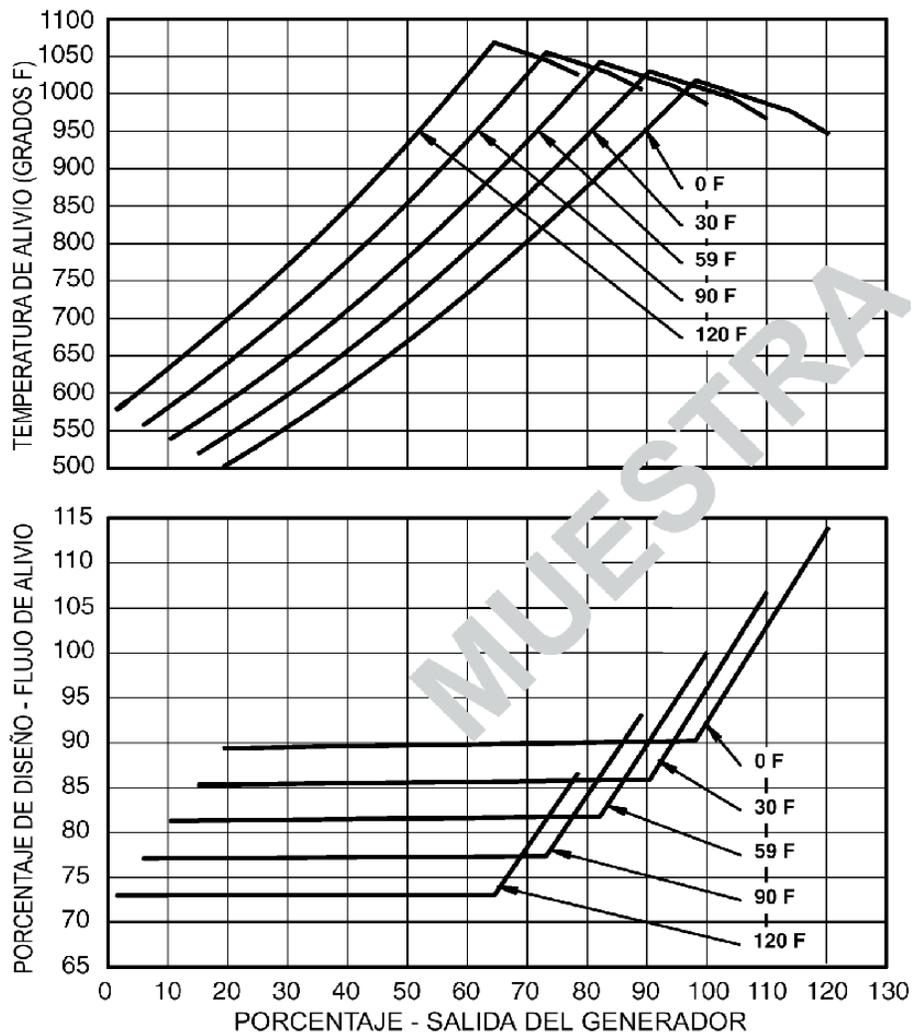
FECHA: 10 / 17 / 89
DA JAQUEWAY

499HA734
REV A

TURBINA DE GAS GENERAL ELECTRIC MODELO PG7111(EA)

Efecto de los Álabes Guía de Admisión Modulada sobre el Flujo de Alivio y la Temperatura Como una Función de la Temperatura de Admisión del Compresor y de la Salida

COMBUSTIBLE: GAS NATURAL Y ACEITE DESTILADO
VALORES DE DISEÑO EN LA CURVA 499HA733 REV A
MODO DE DISEÑO: CARGA BASE



FECHA: 10 / 17 / 89
DA JAQUEWAY

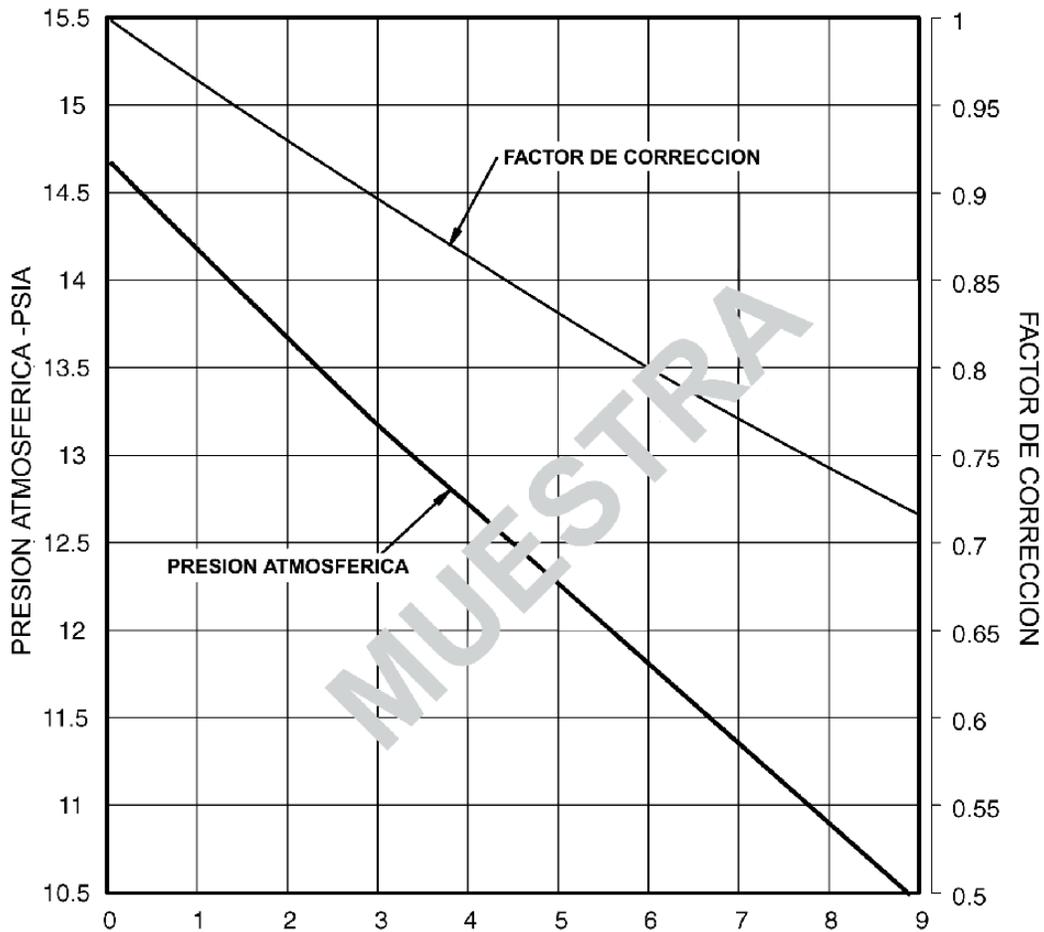
499HA733
REV A

**TURBINA DE GAS GENERAL ELECTRIC
FACTOR DE CORRECCION DE ALTITUD**

**ALTITUD V.S. PRESION ATMOSFÉRICA
Y
ALTITUD V.S. FACTOR DE CORRECCIÓN
PARA EL CONSUMO DE COMBUSTIBLE Y
LA SALIDA DE LA TURBINA DE GAS**

NOTAS:

1. La Eficiencia Térmica y el Valor Nominal del Calor no son afectados por la altitud.
2. Factor de corrección = P (atm) / 14,7

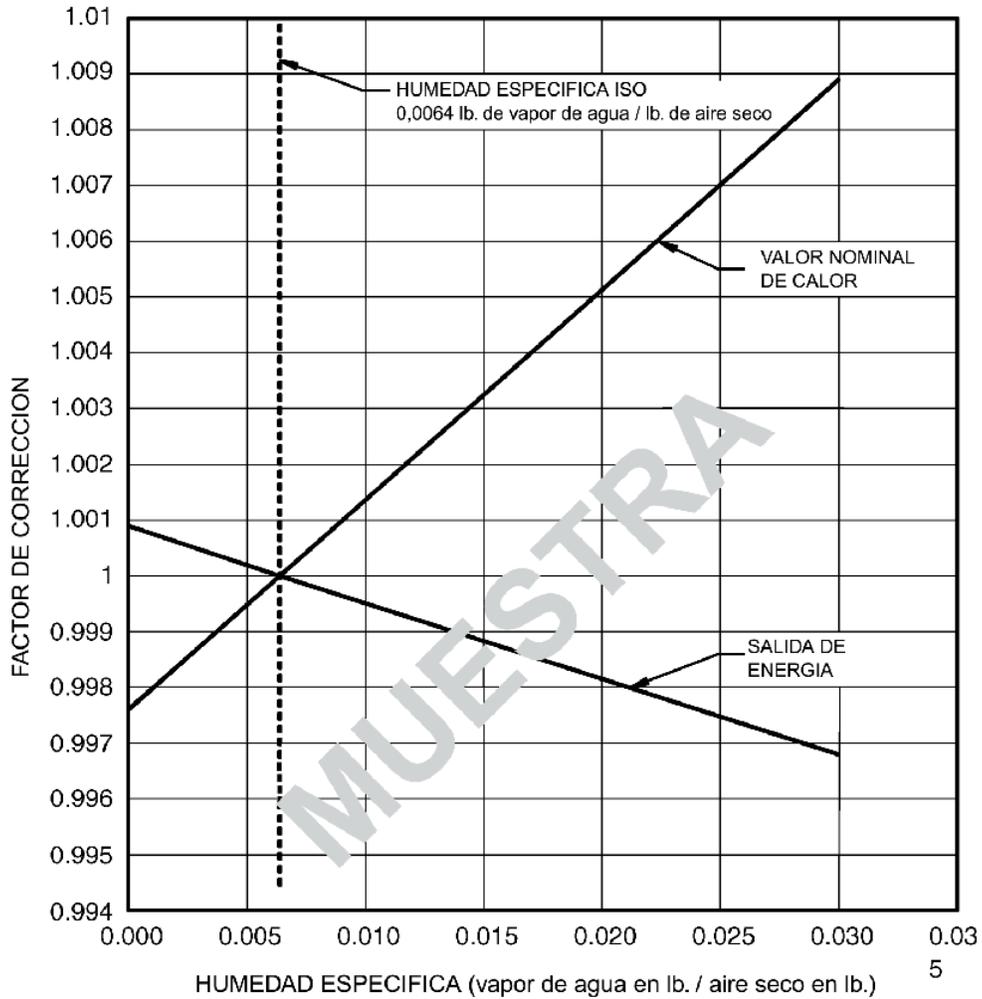


4/24/90
F.J. BROOKS

ALTITUD - MILES DE PIES

416HA662
REV A

TURBINAS DE GAS GENERAL ELECTRIC MS6001, MS7001 Y MS9001
CORRECCIONES PARA EL VALOR NOMINAL DEL CALOR Y DE LA SALIDA
PARA CORRECCIONES DE HUMEDAD ESPECIFICAS NO DE ISO
 Para operación en la carga base en
 la curva de control de temperatura de alivio

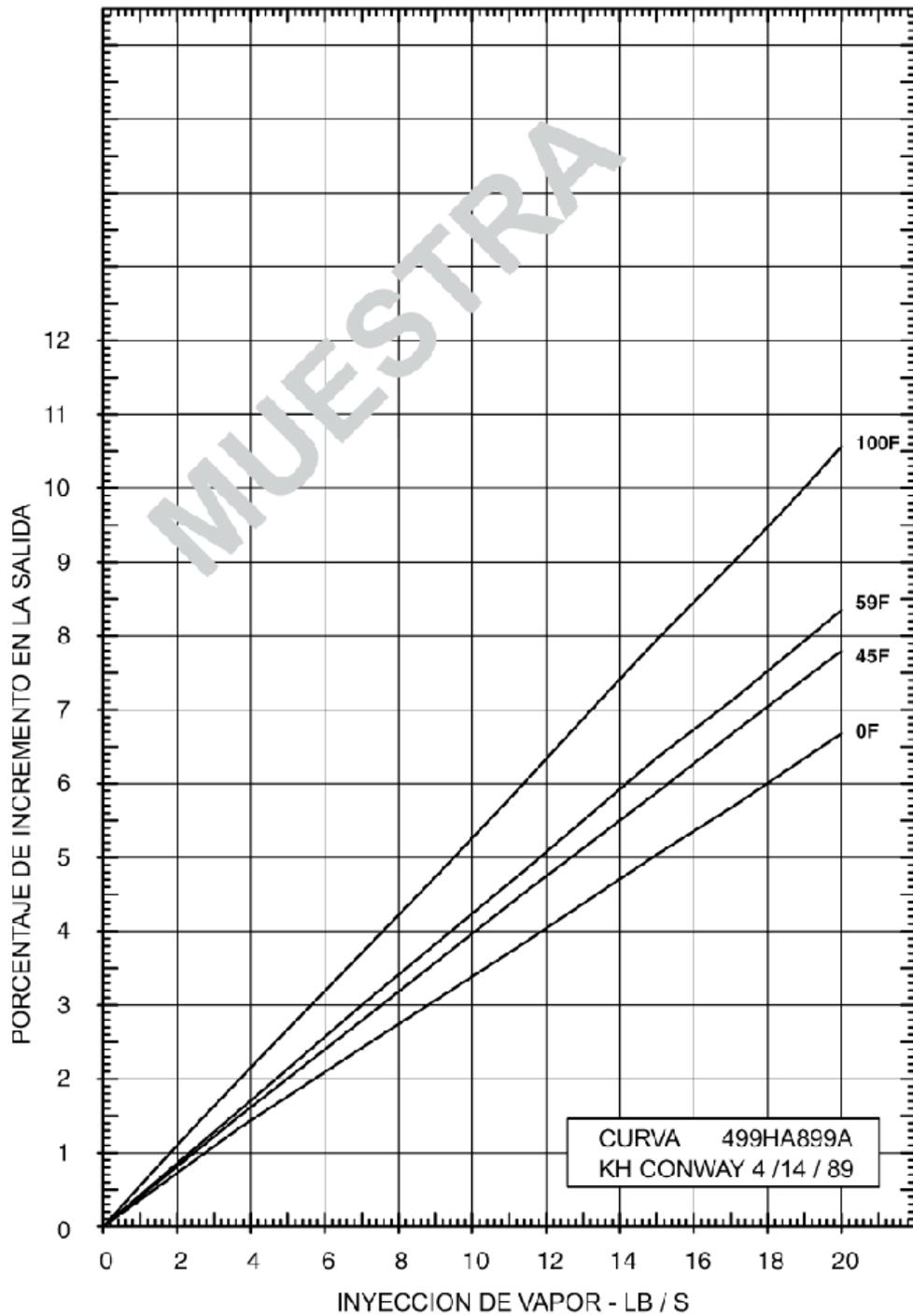


10/10/89
 DA JAQUEWAY

498HA697
 REV B

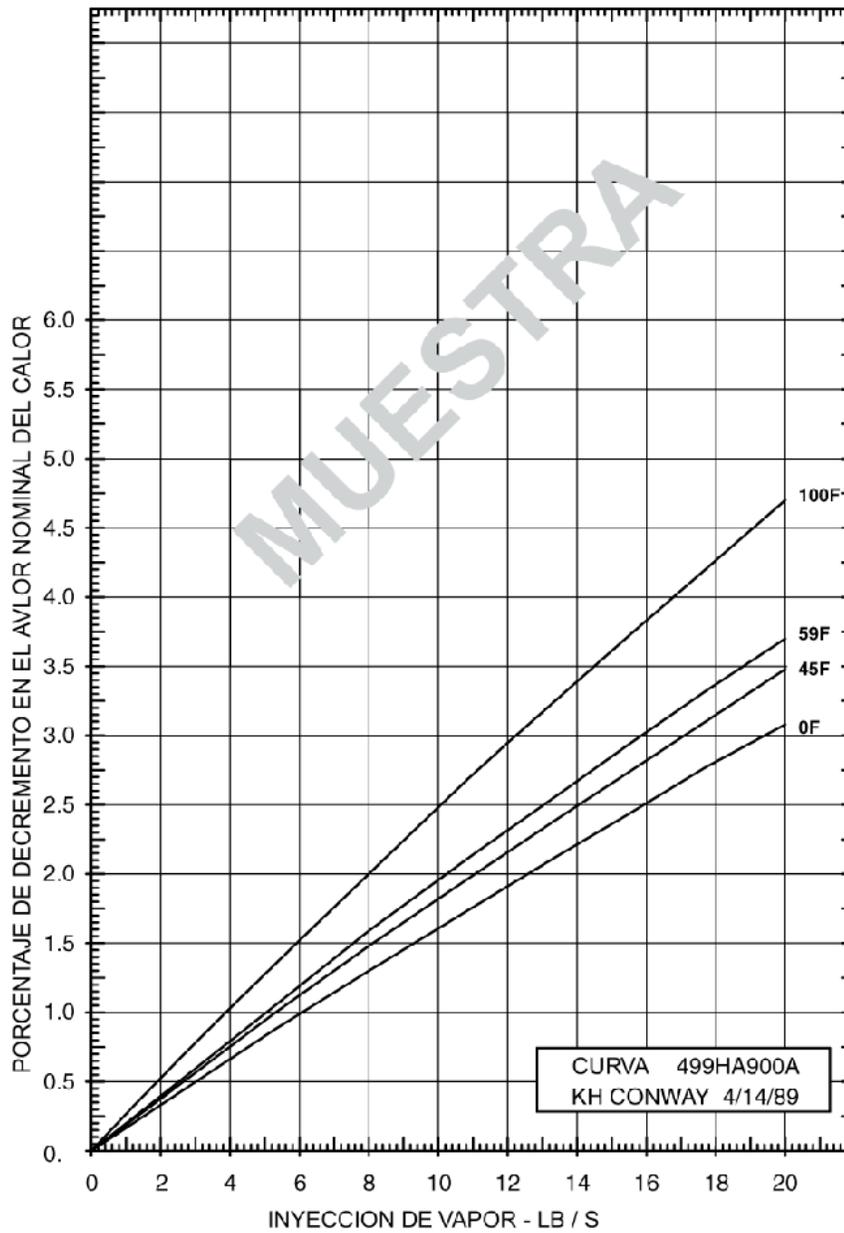
TURBINA DE GAS GE MODELO PG7001(EA)

EFFECTO DE LA INYECCIÓN DE VAPOR EN LA SALIDA
CARGA BASE – GAS NATURAL / DESTILADO



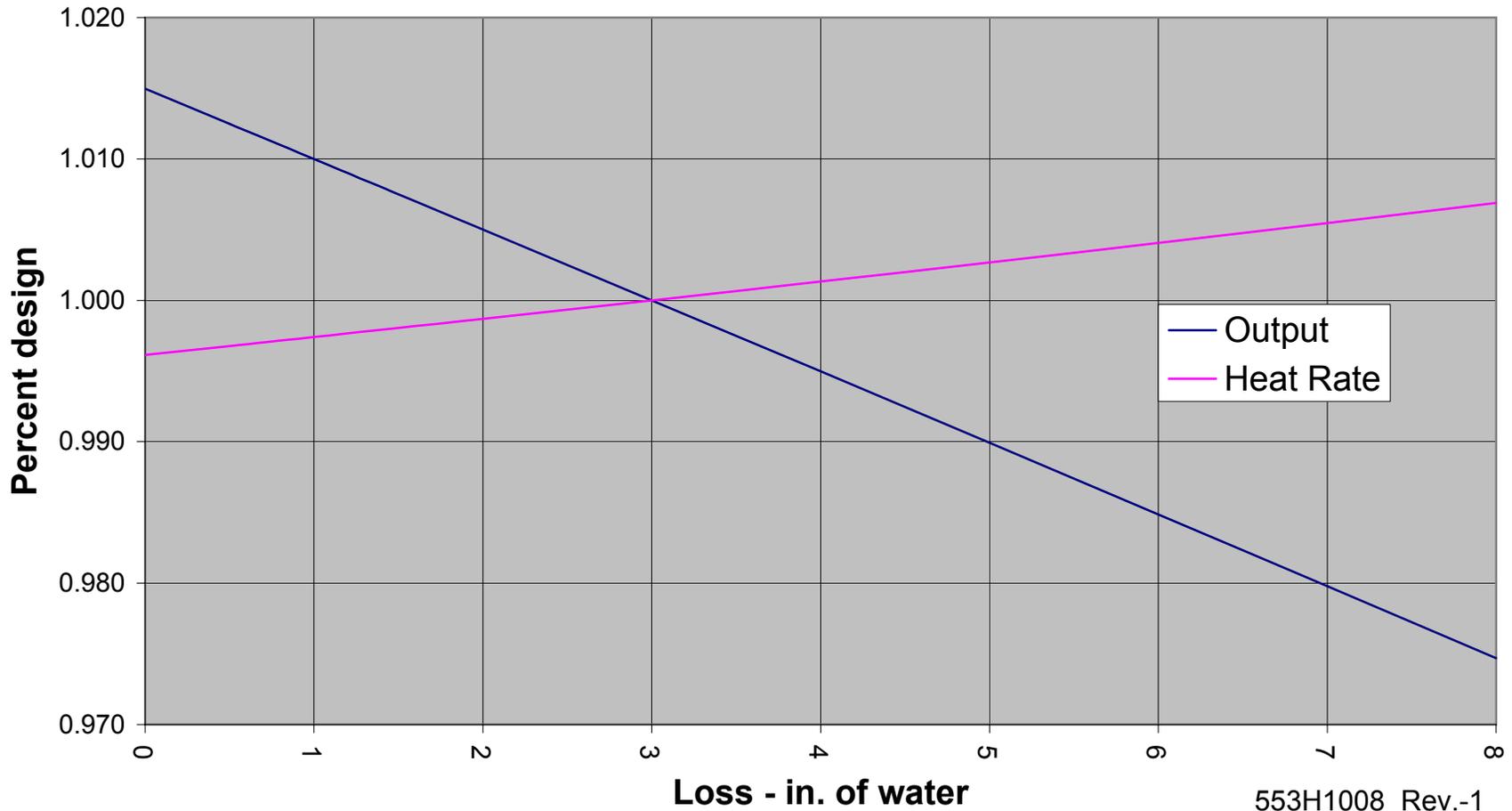
TURBINA DE GAS GE MODELO PG7001(EA)

EFFECTO DE LA INYECCIÓN DE VAPOR EN EL VALOR NOMINAL DEL CALOR
CARGA BASE – GAS NATURAL / DESTILADO



PG7241(FA)

Effects of Inlet Loss on Output and Heat Rate With Compensating Control Curve

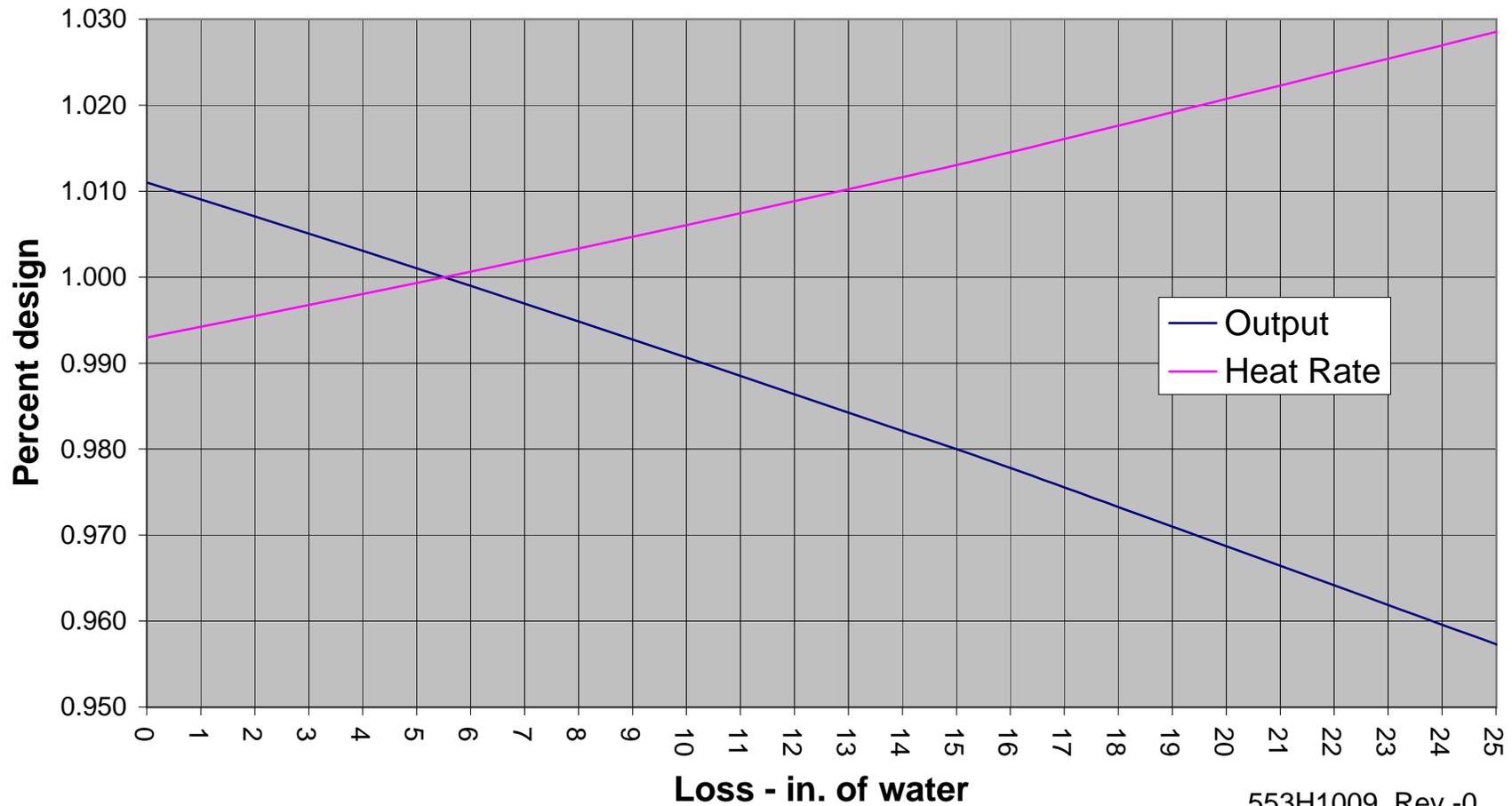


Frank J. Brooks

553H1008 Rev.-1
7/15/2004

PG7241(FA)

Effects of Exhaust Loss on Output and Heat Rate With Compensating Control Curve

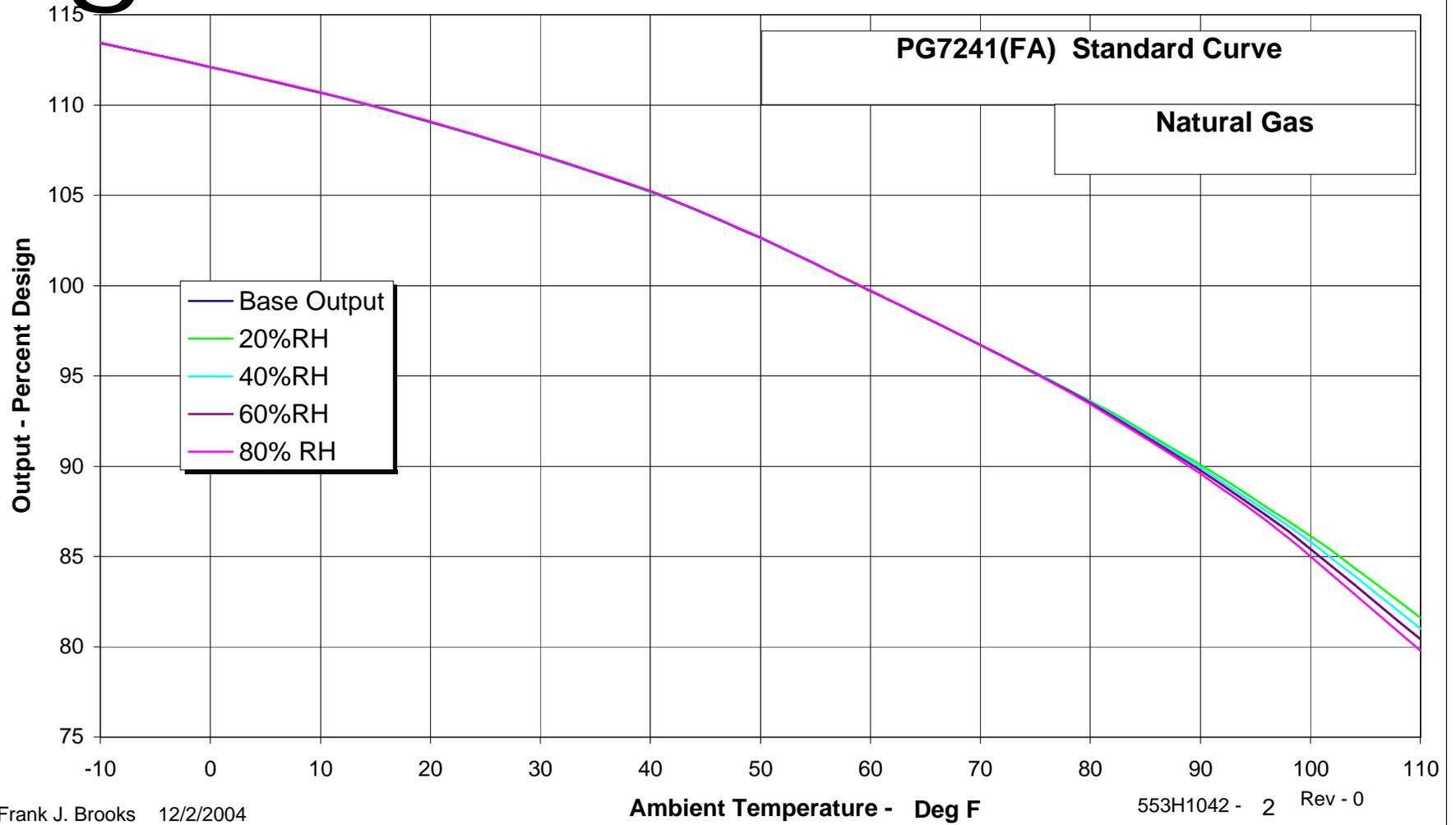


Frank J. Brooks

553H1009 Rev.-0
4/19/2004

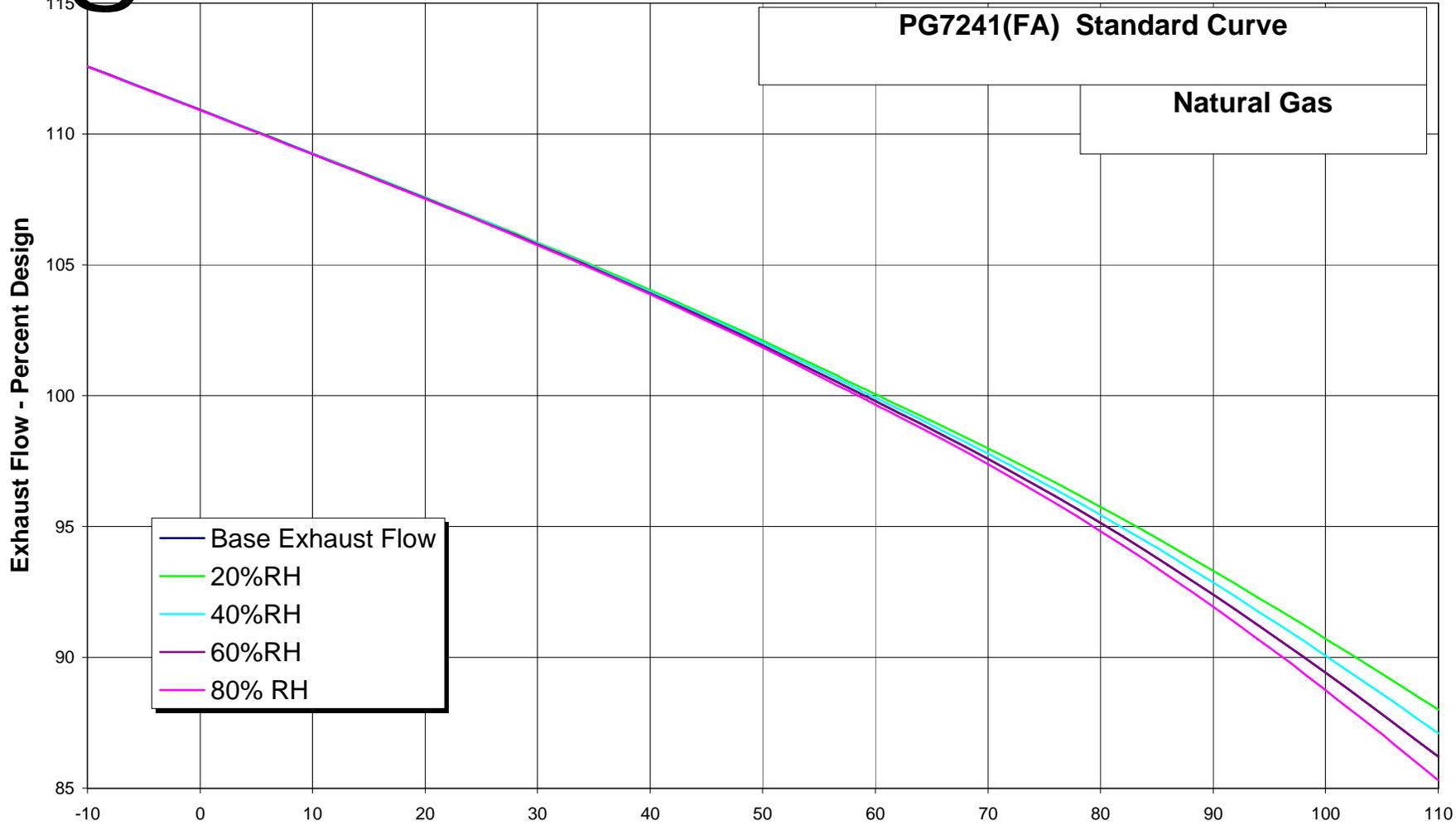
General Electric Co. Output vs Ambient Temperature

g



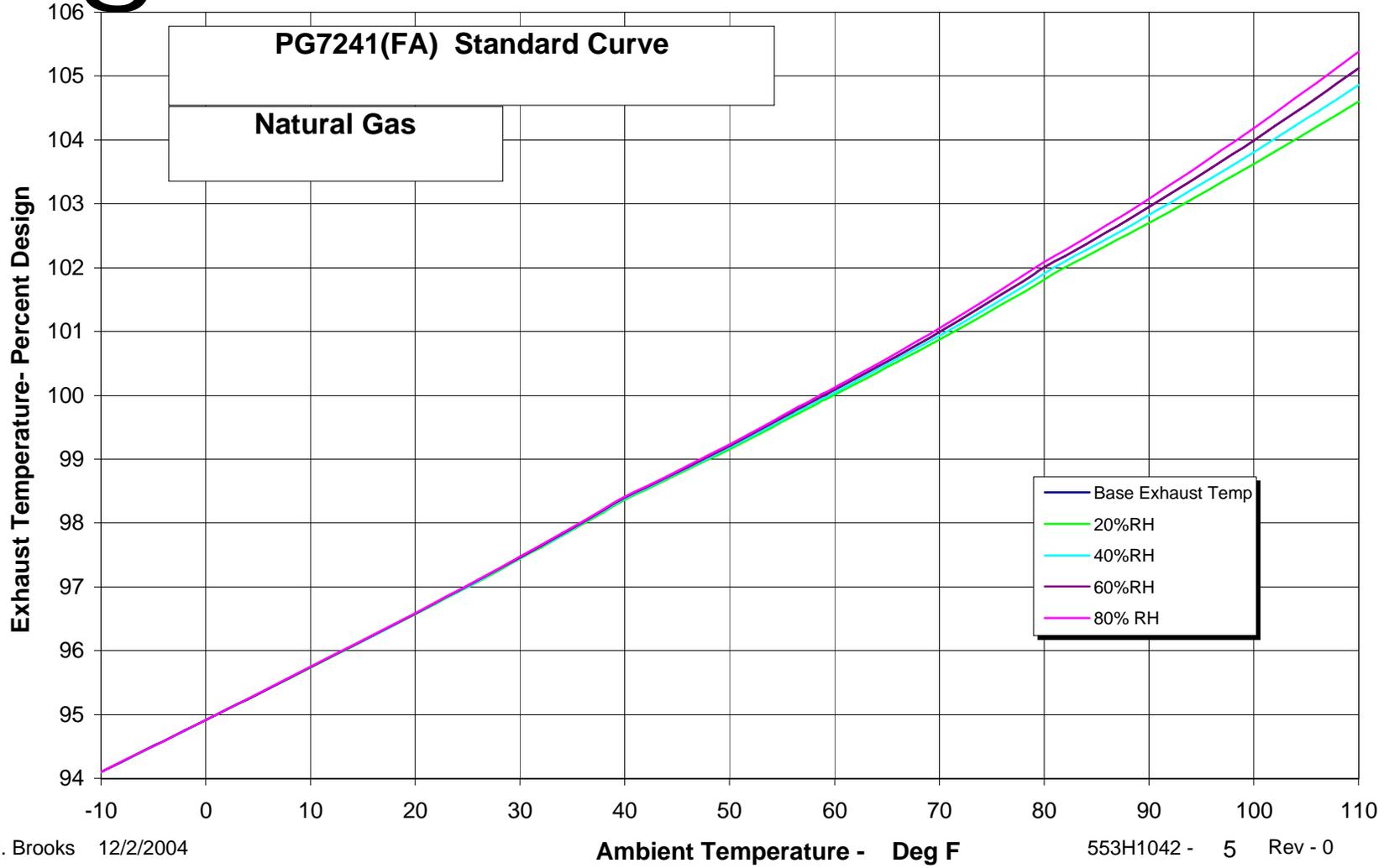
Exhaust Flow vs Ambient Temperature

g



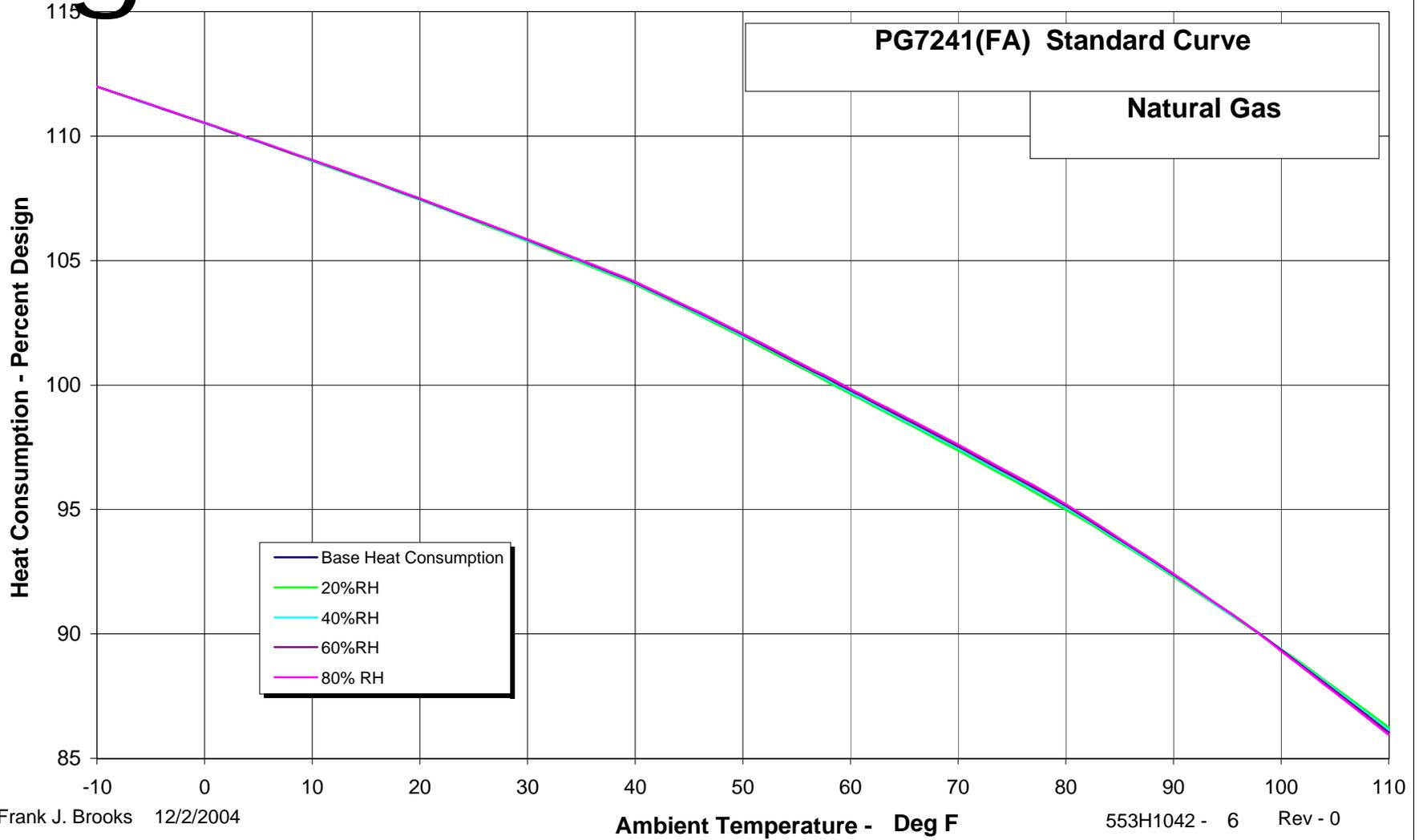
Exhaust Temperature vs Ambient Temperature

g



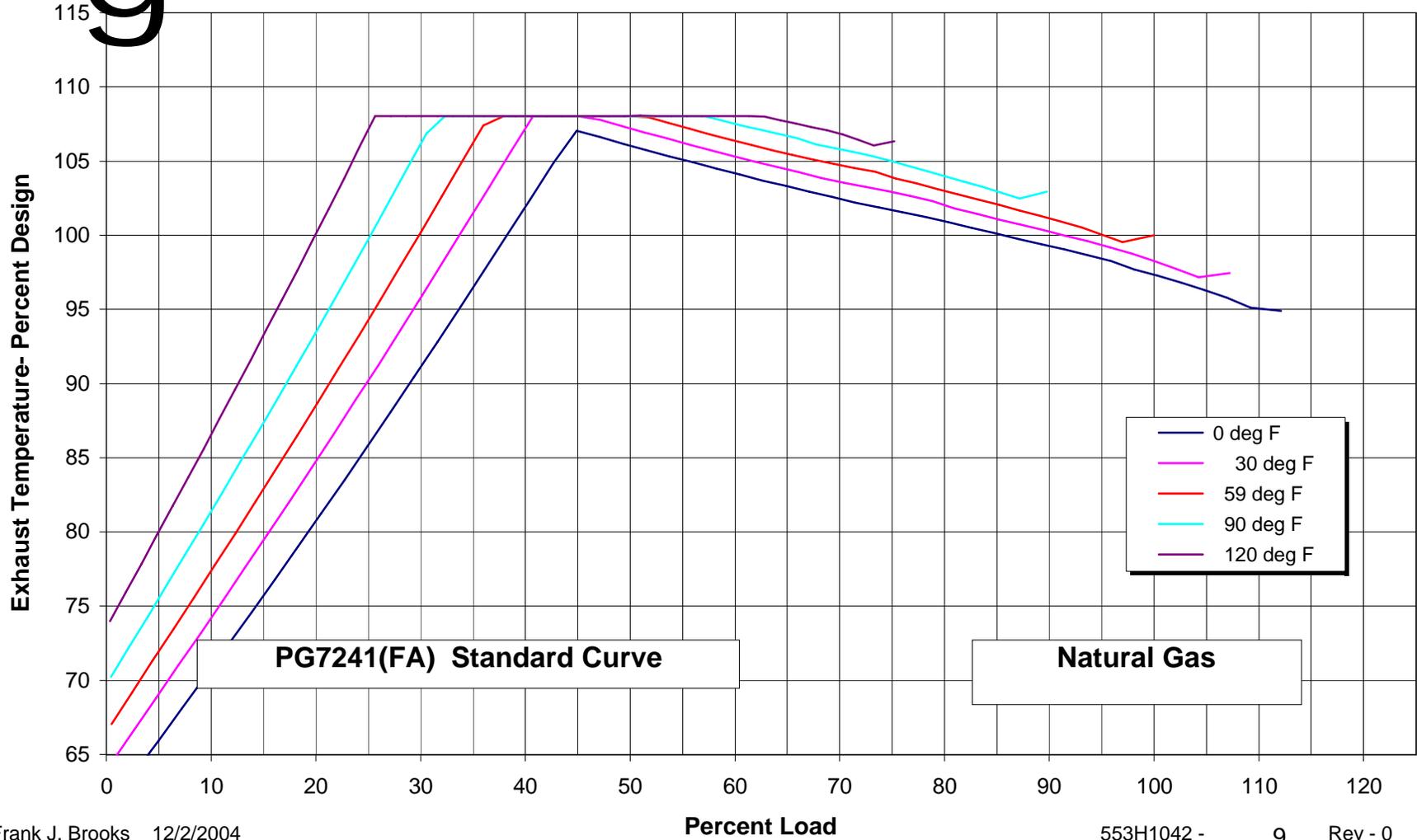
Heat Consumption vs Ambient Temperature

g



Exhaust Temperature Vs Load at varying Compressor Inlet Temperatures

g

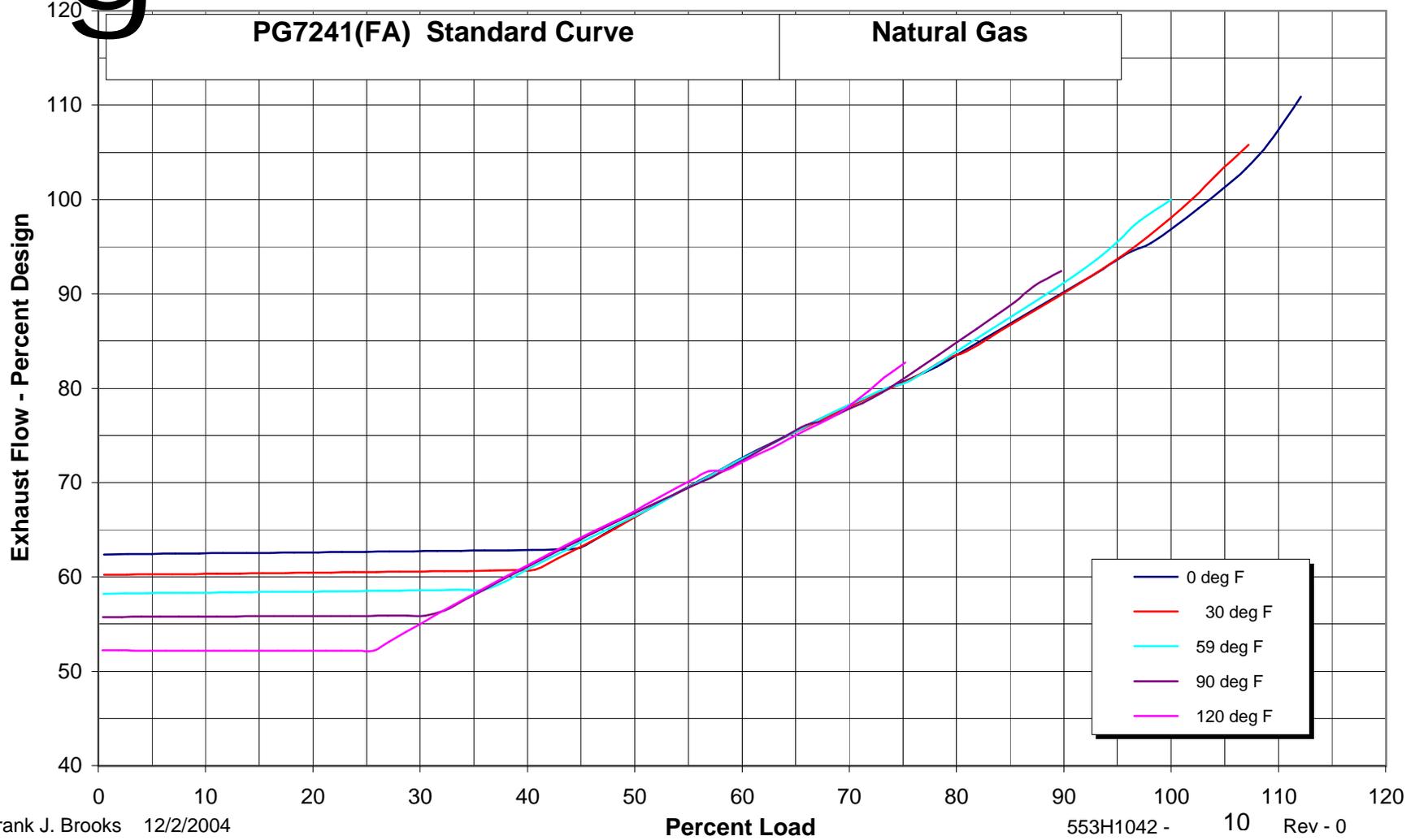


Exhaust Flow Vs Load at varying Compressor Inlet Temperatures

g

PG7241(FA) Standard Curve

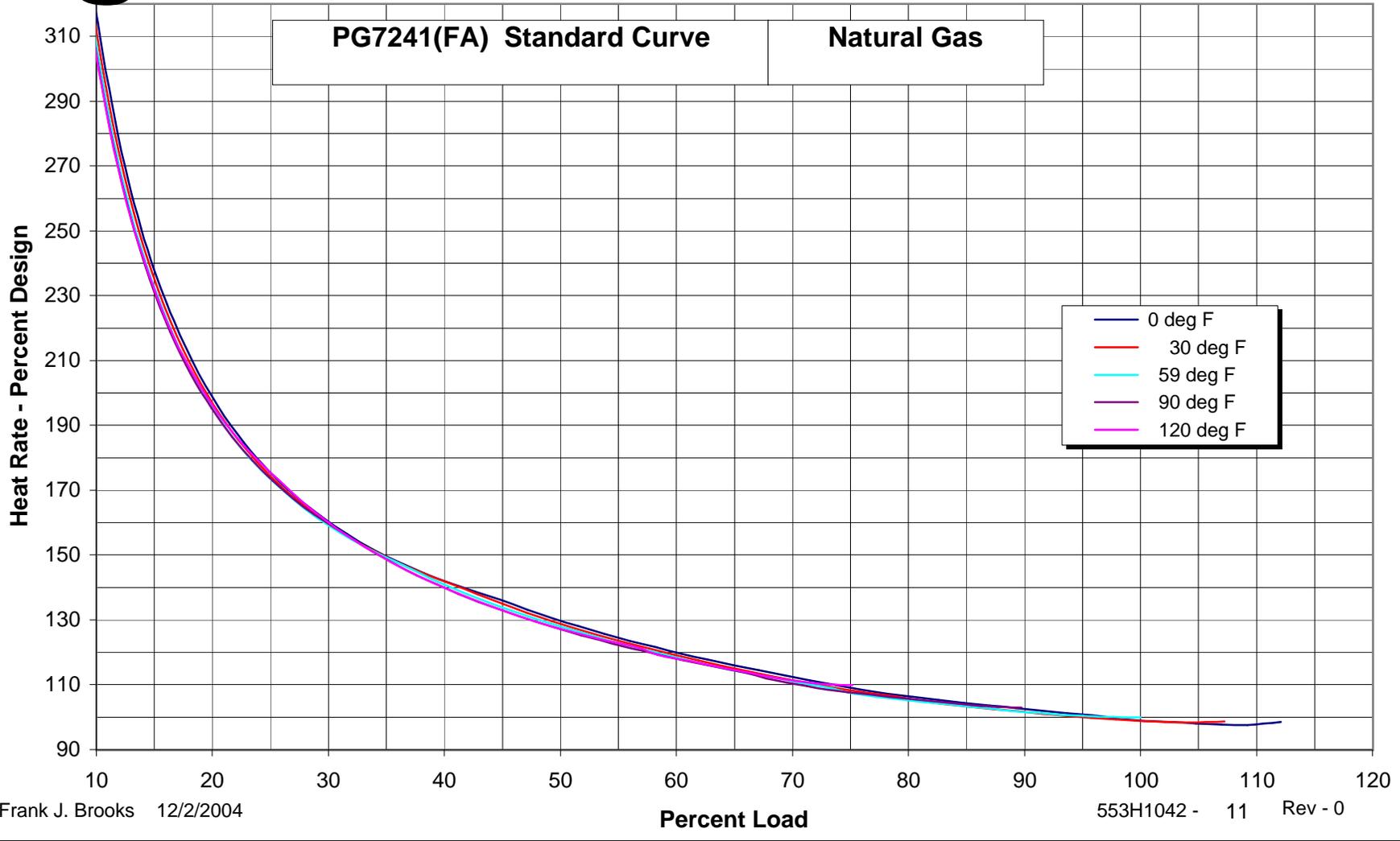
Natural Gas



Heat Rate vs Load at varying Compressor Inlet Temperatures

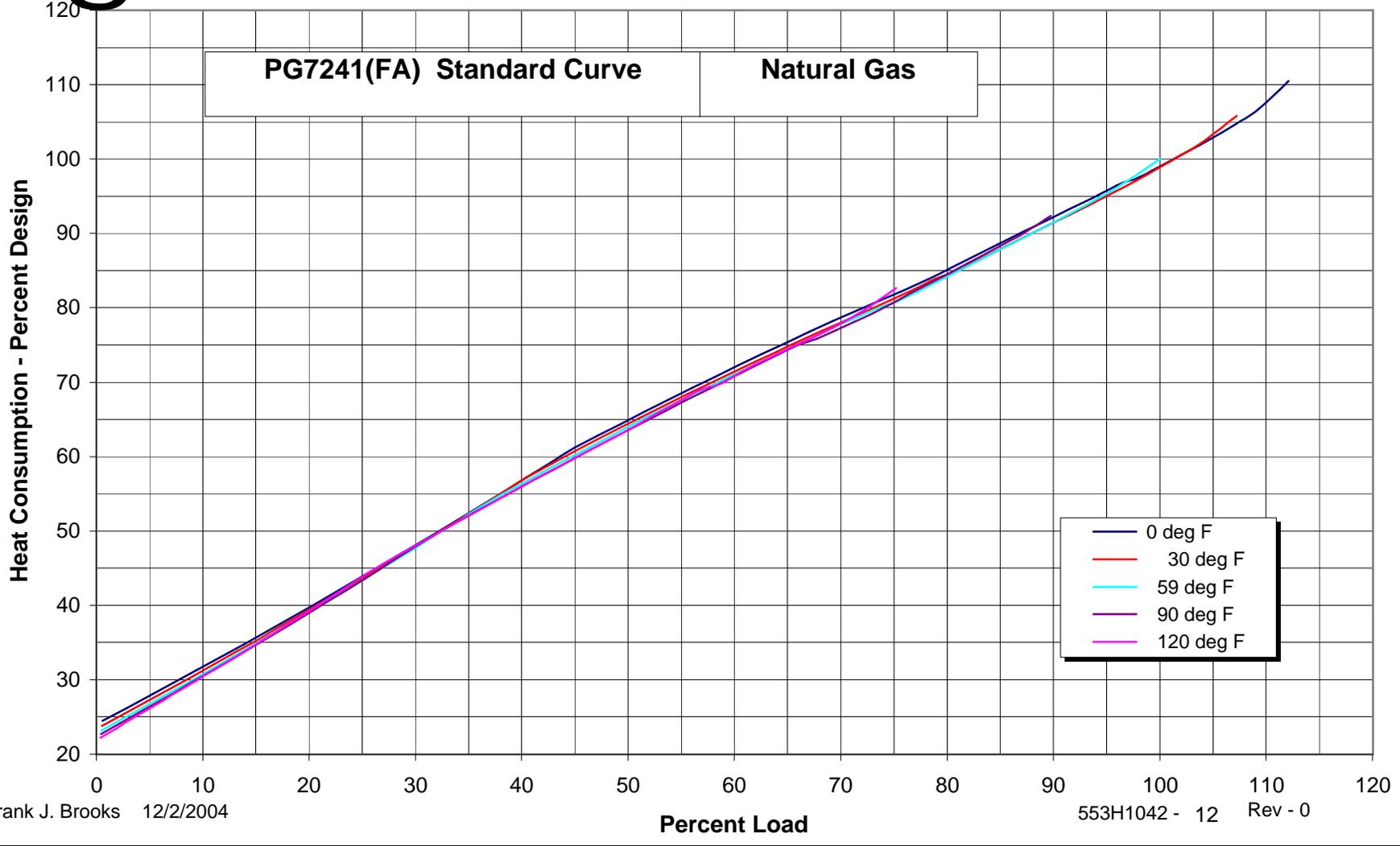
g

PG7241(FA) Standard Curve Natural Gas



Heat Consumption vs Load at varying Compressor Inlet Temperatures

g

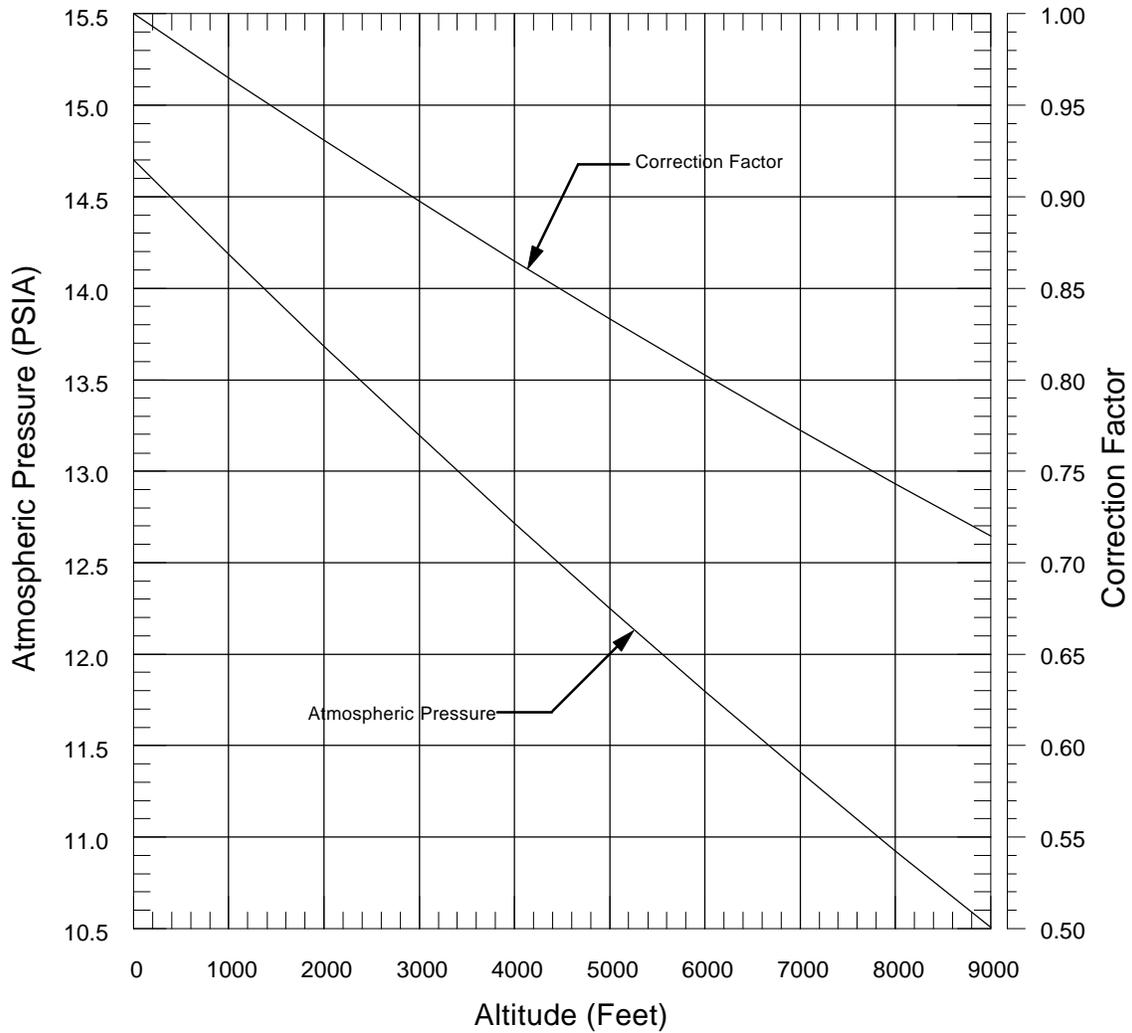


GENERAL ELECTRIC GAS TURBINE ALTITUDE CORRECTION CURVE

ALTITUDE VS ATMOSPHERIC PRESSURE
AND
ALTITUDE VS CORRECTION FACTOR
FOR GASTURBINE OUTPUT, FUEL CONSUMPTION, AND EXHAUST FLOW

NOTES:

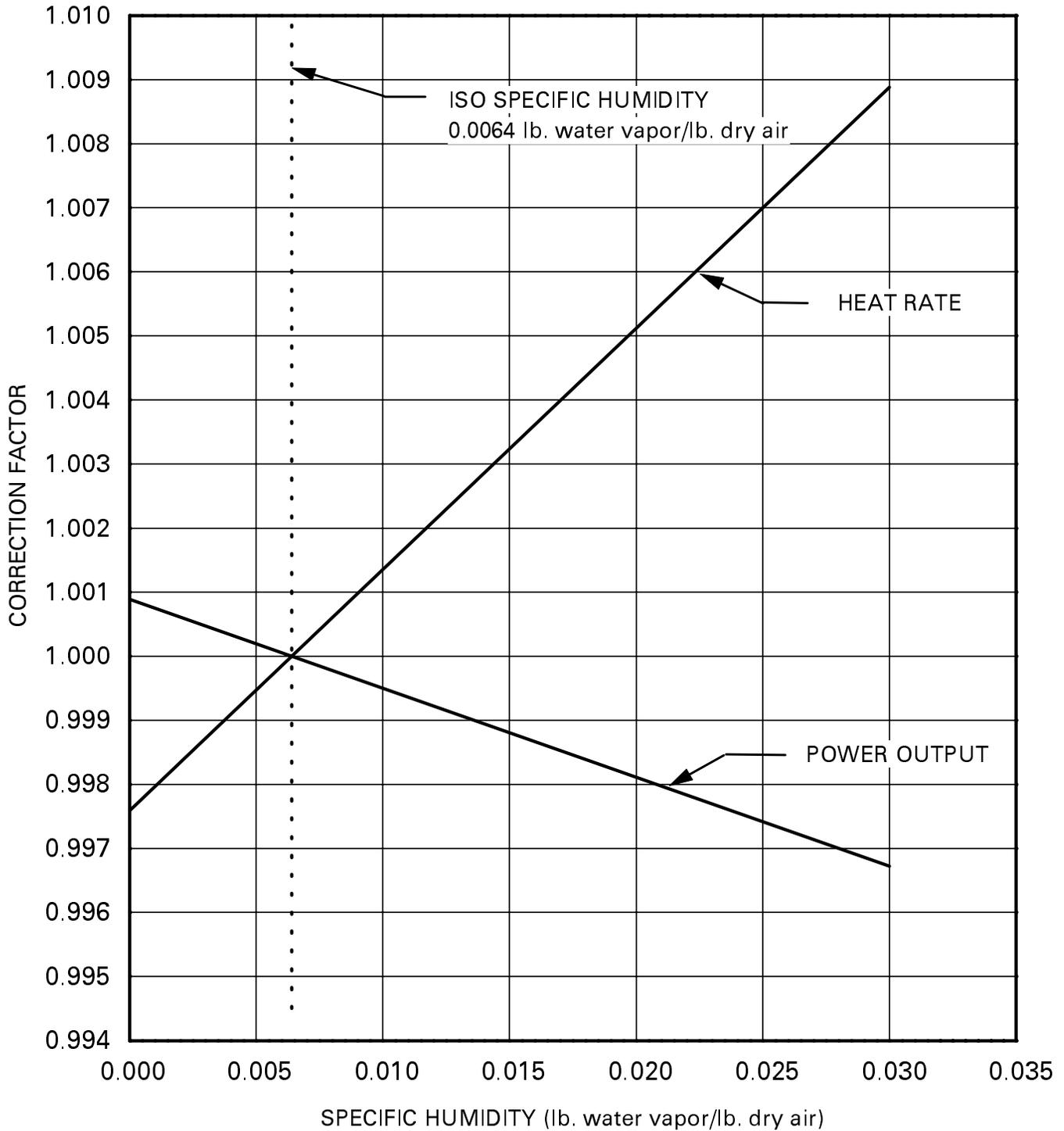
1. Exhaust Temperature, Heat Rate, and Thermal Efficiency are not affected by altitude.
2. Correction Factor = $P(\text{atm})/14.7$



General Electric MS6001, MS7001 And MS9001 Gas Turbines

Corrections To Output And Heat Rate
For Non-Iso Specific Humidity Conditions

For Operation At Base Load On Exhaust
Temperature Control Curve



Tab 18



OP

GEK 95205A
Revisado, octubre de 1993

GE Industrial & Power Systems
Generador

Descripción
del generador 7 FH₂
con excitación estática

La información aquí contenida no tiene por objeto abarcar todos los detalles o variantes relativos al equipo, ni tomar en cuenta todas las contingencias posibles en relación con la instalación, la operación o el mantenimiento del mismo. Si se desea mayor información, o si surgieran problemas particulares no tratados con suficiente detalle, el comprador deberá referir el asunto a la GE Company.

© 1993 GENERAL ELECTRIC COMPANY

TABLA DE CONTENIDOS

I. GENERALIDADES 3

II. GENERADOR 3

 A. Generalidades..... 3

 B. Estructura y soportes del generador 4

III. ESTATOR..... 4

 A. Estructura del estator y montaje de resortes 4

 B. Núcleo del estator..... 5

 C. Devanado del estator 6

IV. ROTOR..... 8

 A. Generalidades..... 8

 B. Cojinetes..... 8

 C. BLINDAJES extremos 9

 D. Sellos de LA FLECHA 9

 E. Devanados del campo y anillos de retención 9

V. ESCOBILLAS Y ANILLOS DEL COLECTOR DEL GENERADOR..... 11

 A. Colector y conexiones del colector 11

 B. Juego de escobillas 11

 C. Escobillas de aterrizaje de LA FLECHA..... 12

VI. VENTILACIÓN DEL GENERADOR 13

 A. Sistema de ventilación 13

 B. Enfriadores de hidrógeno 13

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Generador de la turbina enfriado por hidrógeno 3

Figura 2 . Estructura típica del estator para el generador de la turbina enfriado por hidrógeno con suspensión del núcleo por barras de resortes. 4

Figura 3. Montaje de barras de resorte típico del núcleo del estator 5

Figura 4. Punzonado del estator..... 7

Figura 5. Estructura de los devanados en el extremo del estator..... 7

Figura 6. Conductores de armadura montados en una barra..... 8

Figura 7. Cojinete de la flecha 10

Figura 8. Colector Típico 7FH₂..... 11

Figura 9. Portaescobillas típico..... 12

I. GENERALIDADES

El generador en paquete, está formado por el generador, el equipo de control de hidrógeno, el equipo de control de CO₂ y un compartimiento auxiliar montado en un extremo. El acceso a las secciones de los cojinetes del generador se brinda a través de puertas en el compartimiento de acoplamiento de carga y en el compartimiento auxiliar. Los detalles eléctricos figuran en el Diagrama de conexiones eléctricas del generador en la Tabla de contenidos. Para información específica sobre los valores nominales del generador ver "Curvas de capacitancia del generador y Datos de diseño del generador"

II. GENERADOR

A. Generalidades

El generador de la turbina enfriado por hidrógeno está completamente blindado para el funcionamiento con gas hidrógeno como medio de enfriado. El sistema de ventilación es completamente independiente. Incluye enfriadores de gas y ventiladores montados en la flecha evitando así la entrada de suciedad y humedad. El campo giratorio excitado por separado accionado por la turbina está sostenido por cojinetes ubicados en los blindajes extremos montados en la estructura del generador. Ver figura 1.

El generador está diseñado para operar en forma continua e incluye todos los sistemas necesarios para mantener constantes la pureza y la presión internas del hidrógeno y para suministrar agua de enfriamiento y aceite de lubricación. La circulación del hidrógeno a través de la estructura del generador se logra por medio de ventiladores montados en la flecha ubicados en cada extremo de la unidad.

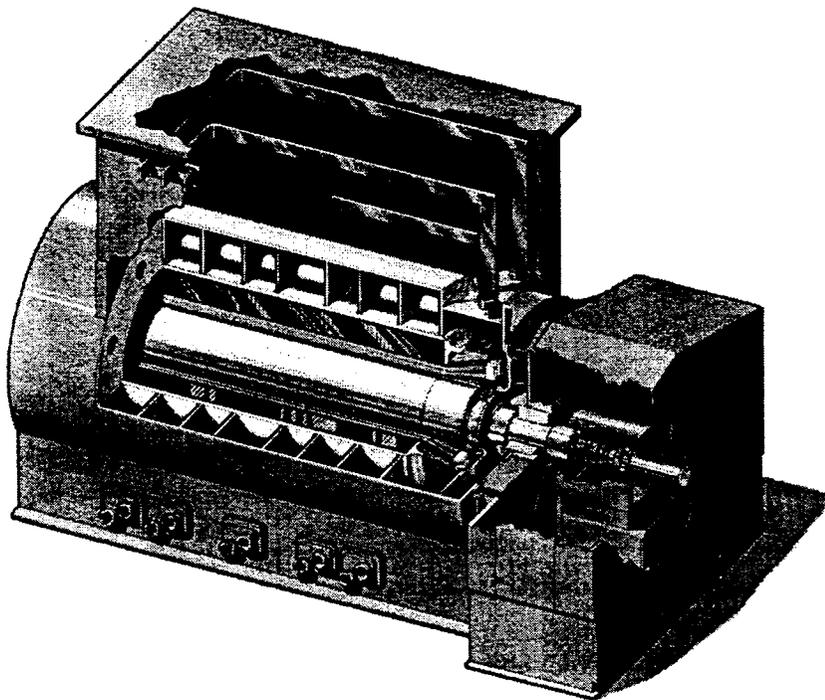


Figura 1. Generador de la turbina enfriado por hidrógeno

B. Estructura y soportes del generador

La estructura del generador consiste en una base integral para el montaje directo sobre una cimentación que es responsabilidad del cliente. El generador se envía con el rotor en posición. Cada extremo del rotor está sostenido por un cojinete de almohadillas de inclinación, montado en los blindajes extremos. Cinco enfriadores de hidrógeno horizontales simples están montados en la base de la unidad.

III. ESTATOR

A. Estructura del estator y montaje de resortes

La construcción de la estructura del estator y del montaje de resortes se muestra en las Figuras 2 y 3. La estructura del estator consta de una carcaza cilíndrica hermética al gas construida mediante almohadillas soldadas, reforzada internamente en dirección radial por placas de alma estacionarias y en dirección axial por barras de resortes y abrazaderas.

Un grupo de placas de alma flotantes están soldadas a las barras chaveta que sostienen el núcleo del

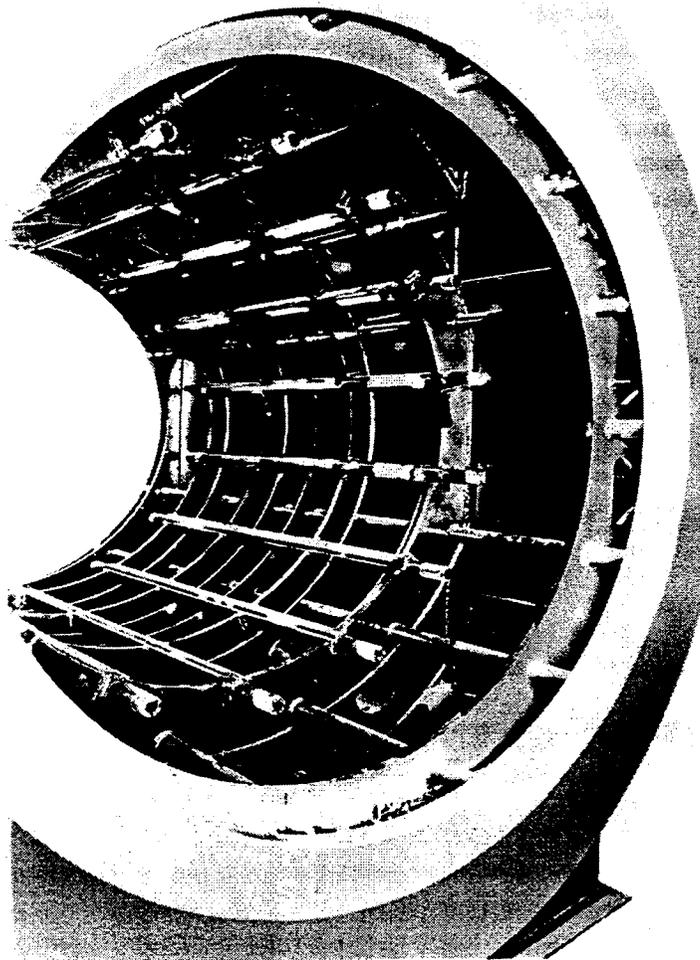


Figura 2 . Estructura típica del estator para el generador de la turbina enfriado por hidrógeno con suspensión del núcleo por barras de resortes.

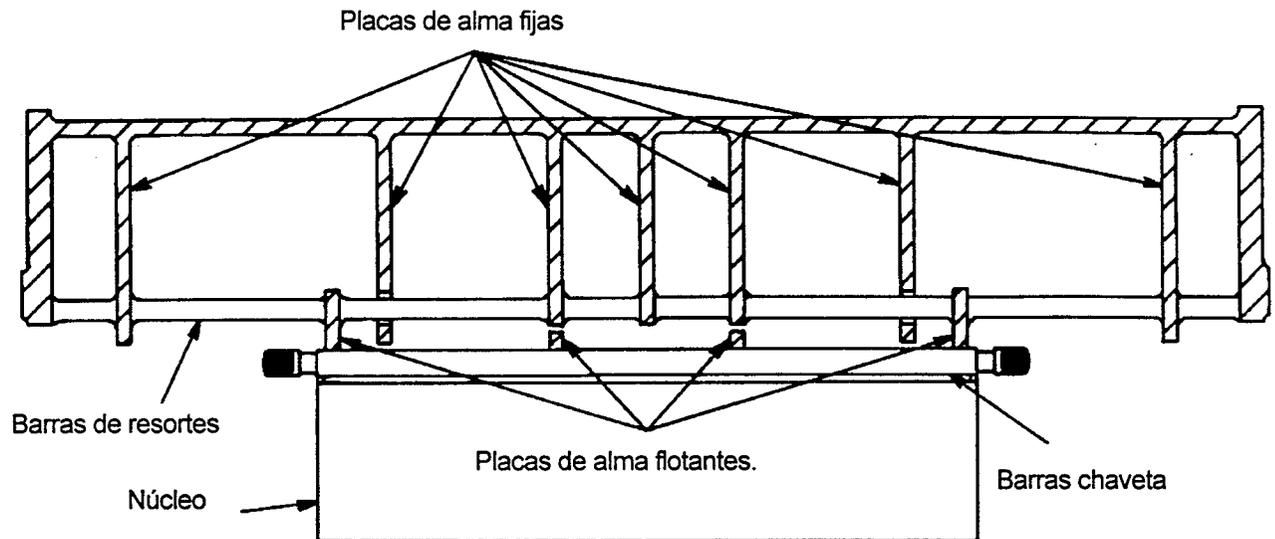


Figura 3. Montaje de barras de resorte típico del núcleo del estator

estator. Las barras chaveta están sujetas en ambos extremos a las barras de resortes (ver Figura 3) por medio de placas de alma flotantes. Las placas de alma fijas sostienen las barras de resortes. Este montaje de resortes del núcleo aísla de la estructura exterior tanto la vibración magnética tangencial del núcleo del estator como la radial y posibilita la vibración baja en la estructura y la operación silenciosa.

El movimiento del núcleo está limitado a valores seguros por medio de collarines de tope en varias barras de resortes. Bridas abulonadas a los extremos de las barras chaveta, sostienen los punzonados del núcleo del estator bajo presión y en forma axial.

B. Núcleo del estator

El núcleo del estator está formado por punzonados aislados, recocidos y segmentados (ver Figura 4) de acero al silicio de grano orientado de alta calidad para producir una pérdida eléctrica mínima. Estos punzonados están montados en forma intercalada sobre chavetas maquinadas en forma integral con las barras chaveta (salientes) y están separados en paquetes por bloques espaciadores para proporcionar ductos de ventilación. Estos punzonados se estampan de hojas de acero delgadas y contienen ranuras abiertas para las barras de la armadura con ranuras en cola de milano para que las cuñas sostengan las barras de armadura en la ubicación correcta. Otras ranuras en cola de milano en la parte posterior de los punzonados están destinados al montaje y a la sujeción de los segmentos en las barras chaveta. Los punzonados montados se fijan a un núcleo cilíndrico rígido, aplicando presión a través de bridas de extremo de hierro fundido dúctil por medio de las barras chaveta del estator. Se aplica presión a los dientes por medio de cuñas de acero diamagnético localizadas debajo de las bridas del extremo (ver Figura 5). Para reducir el calentamiento del extremo provocado por el flujo electrónico de dispersión en el extremo y las pérdidas eléctricas asociadas que ocurren en los extremos del núcleo del estator, los paquetes de los punzonados del extremo se llevan hacia atrás para aumentar el espacio entre los punzonados y el rotor. Los dientes en los paquetes extremos de los punzonados están separados en forma radial para restringir la circulación de corrientes parásitas. El aislamiento de los punzonados es un barniz termofraguante que mantiene su valor de aislamiento a temperaturas que superan el rango normal de temperatura de operación.

C. Devanado del estator

El devanado del estator (Figura 5) está compuesto por barras aisladas montadas en las ranuras del estator, que se unen en los extremos para formar bobinas y que se conectan a los cinturones conectores de fase adecuados por medio de anillos barra. Cada fase está dividida en grupos de bobinas que están a 180 grados una de otra. Las barras del estator se componen de conductores de cobre aislados (conductores trenzados), transpuestos por el método "Roebel" de manera que cada conductor trenzado ocupa, para una distancia igual a lo largo de la barra, cada una de las posiciones radiales de la barra. Esta disposición evita la pérdida por corrientes parásitas que de otro modo se produciría bajo condiciones de carga debido a la distribución autoinductiva del flujo magnético en la ranura de la bobina. Para obtener detalles sobre la barra transpuesta (ver Figura 6).

Se aplica un sistema de aislamiento eléctrico para formar la "pared fundamental" de aislamiento sobre la barra del estator, que está compuesto por varios conductores trenzados transpuestos y aislados individualmente. Este sistema de aislamiento consta de varias capas de cinta de mica unidas por un aglutinante termofraguante. El resultado es un sistema de alta rigidez dieléctrica y de alta densidad que tiene una alta resistencia a la tracción en todo el rango de temperatura de operación. Las barras, con la aplicación de una formación compuesta de capas de cinta, se colocan en un tanque y se someten a los ciclos de vacío, presión y calentamiento, para extraer los materiales volátiles, compresión del sistema para eliminar vacíos y curar el aglutinante.

Una cobertura exterior de cinta de blindaje se aplica a la zona del núcleo para proteger la barra de la abrasión en la ranura. Para minimizar el efecto corona, se aplica un sistema de gradación de la tensión eléctrica a la barra en la zona de la ranura que se extiende varios centímetros más allá del núcleo.

Los extremos de las bobinas del estator están cubiertos de una capa exterior de cinta para sujetar y proteger el aislamiento de mica, luego de lo cual se rocían con pintura epoxi. Estos extremos de la bobina están firmemente inmovilizados por bandas de sujeción que son anillos moldeados de fibra de vidrio sostenidos de las bridas del núcleo del estator. Se utiliza material conformable para distribuir la presión en la superficie de las espiras extremas. Las ligaduras de fibra de vidrio, los bloques de separación y el material conformable están unidos con resina termofraguante. Las barras de armadura se mantienen en las ranuras de las bobinas por medio de cuñas introducidas en las ranuras en cola de milano.

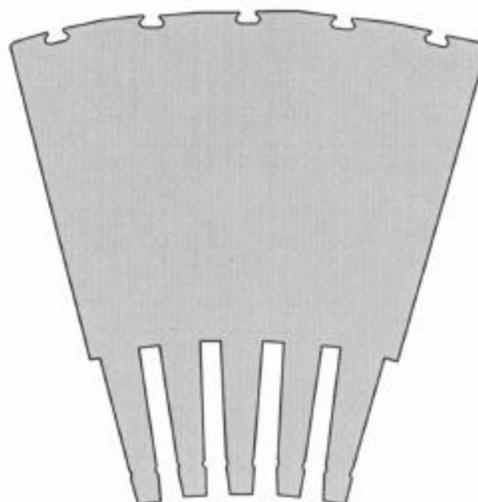


Figura 4. Punzonado del estator

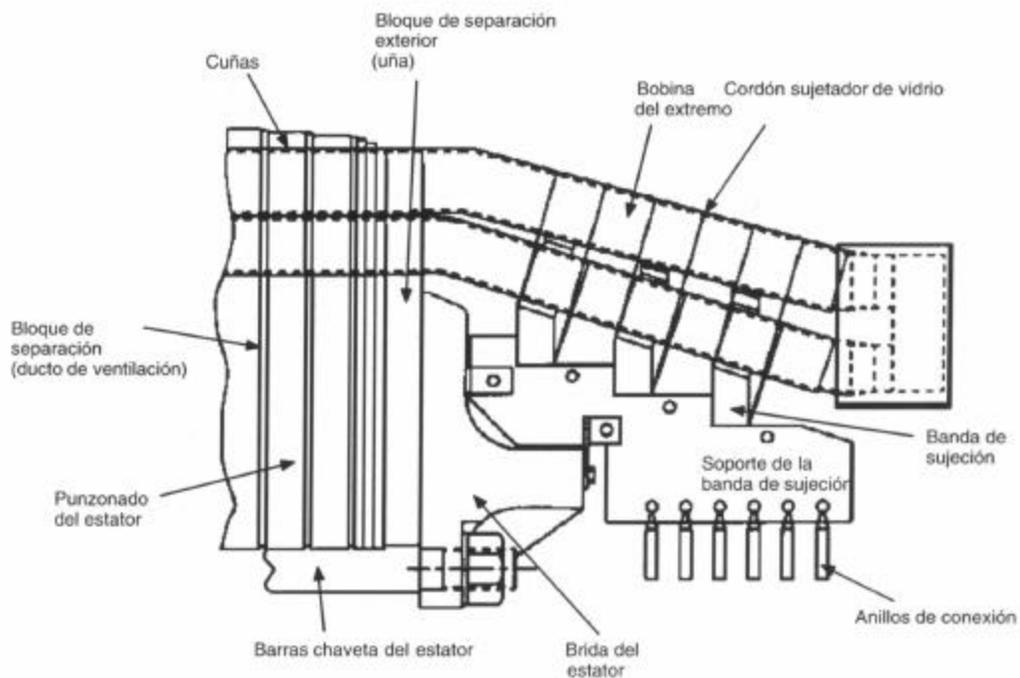


Figura 5. Estructura de los devanados en el extremo del estator

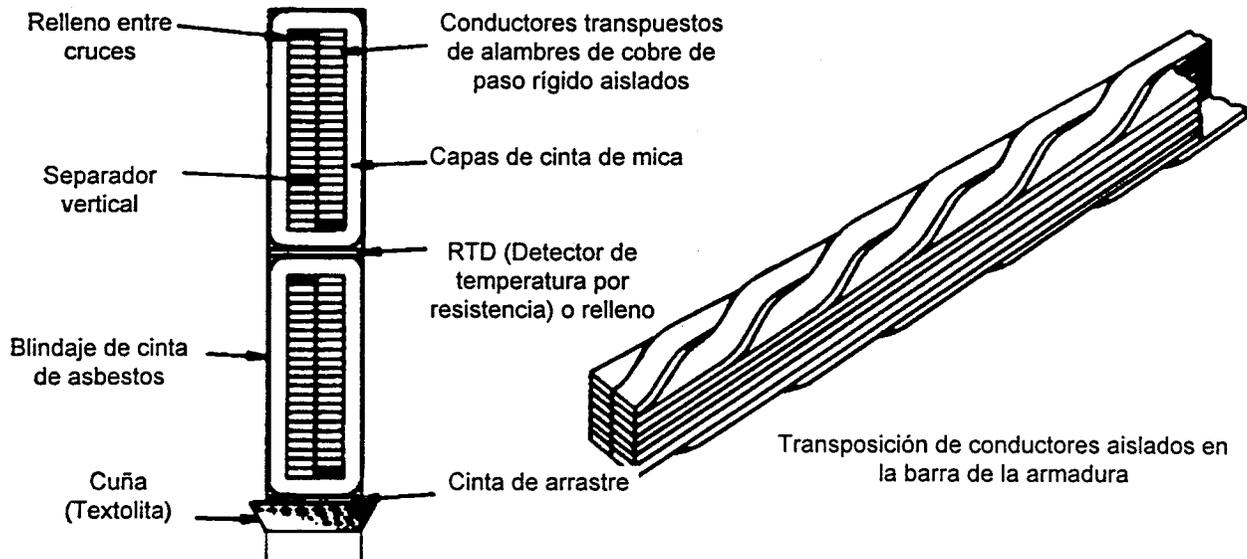


Figura 6. Conductores de armadura montados en una barra.

IV. ROTOR

A. Generalidades

La construcción del rotor del generador se ilustra en los Planos del rotor y del generador enumerados en la Tabla de contenidos de este documento. El rotor se maquina a partir de una pieza forjada de aleación simple de acero que ha pasado por pruebas prolongadas para asegurar que la pieza forjada cumpla con las propiedades metalúrgicas y físicas requeridas.

Las ranuras longitudinales, maquinadas en forma radial en la estructura, contienen las bobinas de campo. Las subranuras, maquinadas bajo las ranuras de las bobinas, suministran gas de enfriamiento a los agujeros radiales en las bobinas de campo. Las bobinas de campo se mantienen en las ranuras contra la fuerza centrífuga mediante cuñas de acero.

Los ventiladores del rotor, que suministran ventilación al generador, están montados cerca de los extremos del rotor. El rotor se enfría exteriormente por el gas que circula a lo largo del entrehierro que hay sobre la superficie del rotor, interiormente por el gas que circula por debajo de los devanados de los extremos del rotor, a través de las subranuras del rotor y radialmente hacia afuera en dirección al espacio a través de agujeros en las bobinas de campo y las cuñas de las ranuras.

B. Cojinetes

El rotor está sostenido por y rota sobre cojinetes de almohadillas de inclinación montados en los blindajes extremos del generador.

El cojinete de empuje de almohadillas de inclinación está formado por dos componentes principales: las almohadillas y un anillo de retención. Para una ilustración detallada favor de remitirse a la Figura 7 de esta publicación.

La carcasa está partida horizontalmente para facilitar el armado y el desarmado. El cojinete y la cubierta del sello de la flecha en el extremo del colector del generador están aislados de la estructura del generador para evitar la circulación de corrientes en la flecha.

C. Blindajes extremos

Los cojinetes del rotor del generador, los sellos de hidrógeno de la flecha y los pasajes de aceite para el suministro de aceite a los cojinetes están en los blindajes extremos exteriores. Los blindajes extremos están partidos en la línea de centro horizontal para facilitar la extracción de los cojinetes. Las empaquetaduras entre las mitades de los blindajes y entre los blindajes y la estructura del estator están ajustadas y provistas de ranuras para la inserción del compuesto sellador para sellar el gas en la máquina. Los blindajes extremos interiores están ubicados entre los extremos de los devanados de la armadura y los blindajes extremos exteriores para separar el gas que se descarga desde los ventiladores del gas que entra a los ventiladores. Se adosan anillos de sello a los blindajes extremos interiores para evitar que la fuga de gas desde la descarga del ventilador vuelva a la entrada del ventilador.

D. Sellos de la flecha

El escape de hidrógeno del generador a lo largo de la flecha se evita por medio de un sello de flecha unido a cada blindaje extremo exterior, del lado interno del cojinete. Esta disposición permite la inspección de los cojinetes del generador sin sacar el gas de la máquina. Para el diseño del sello de la flecha, ver el texto "Sistema de sellado de la flecha".

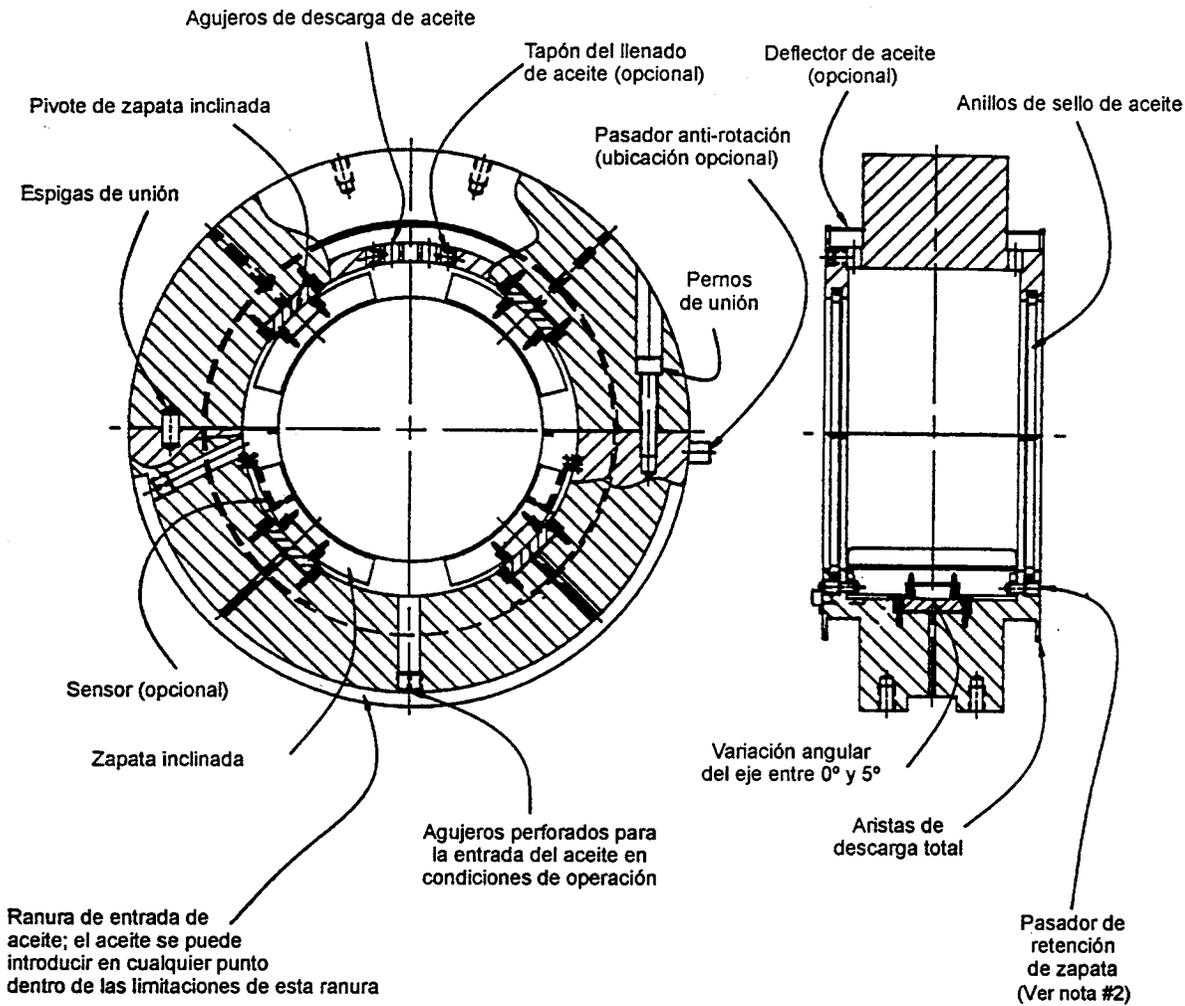
La carcasa del sello de la flecha en el extremo de conexión de la máquina se aísla de la estructura del generador para evitar la circulación de corrientes por la flecha.

E. Devanados del campo y anillos de retención

El devanado del campo consiste en barras rectangulares de cobre, armadas como bobinas. Varias espiras en un par de ranuras alrededor de un polo forman una bobina. Se montan varias bobinas alrededor de cada polo para formar el devanado. Las espiras individuales están aisladas unas de otras. Las bobinas están aisladas de la pared de la ranura en la parte de la estructura por medio de los blindajes moldeados de las ranuras. Para proporcionar el enfriamiento y la ventilación máximos, las partes extremas de las bobinas de campo se dejan descubiertas salvo por el aislamiento de las espiras en espiras alternadas. El aislamiento de los anillos moldeados se proporciona entre las bobinas y los anillos de retención y se proporcionan bloques de vidrio en los devanados extremos para separar y sostener las bobinas y restringir sus movimientos bajo esfuerzos por temperatura y fuerzas rotacionales.

Los extremos de la bobina se mantienen en posición contra la fuerza centrífuga por medio de anillos de retención pesados maquinados a partir de forjaduras de aleación de acero con tratamiento térmico y de alta resistencia, que se ajustan y se cierran en los anillos de centrado. Los anillos de centrado no están en contacto con la flecha.

Diagrama esquemático de los cojinetes.



CONEXIÓN DE ACEITE DE ALTA PRESIÓN (TÍPICA)

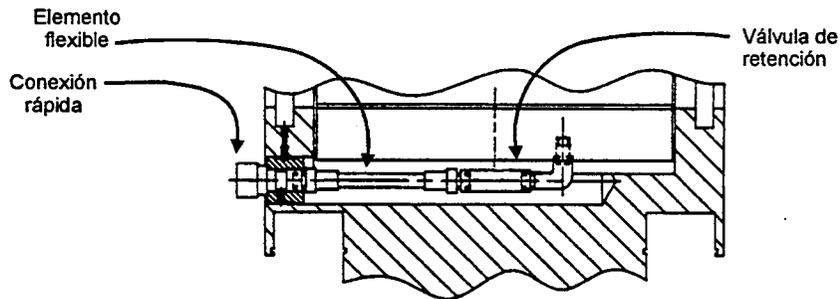


Ilustración cortesía de Orion Corporation

Figura 7. Cojinete de la flecha

V. ESCOBILLAS Y ANILLOS DEL COLECTOR DEL GENERADOR

A. Colector y conexiones del colector

La corriente se suministra a los devanados de campo a través de anillos colectores que están conectados con el devanado a través de barras de cobre aisladas montadas en el centro barrenado del forjado del rotor y conectadas eléctricamente al devanado de campo. En un extremo de las barras de conexión, las barras o espárragos terminales, que se montan en agujeros radiales en la flecha del rotor, conectan el devanado con las barras; en el otro extremo las barras están conectadas al colector.

El colector es un conjunto que consiste en una camisa de epoxi de vidrio maquinadas para aislamiento y dos anillos ranurados de acero forjado. (ver Figura 8).

La camisa de vidrio está montada en la flecha con un ajuste con apriete y los anillos colectores se montan en caliente sobre el conjunto camisa de aislamiento y flecha.

La camisa de vidrio aísla el anillo colector de la flecha de acero. Los anillos colectores se pueden sacar para su mantenimiento. Sin embargo, se requerirá una nueva camisa de vidrio cuando éstos se reinstalen.

Para instrucciones de mantenimiento referidas al colector, remitirse a la sección de Mantenimiento de este Manual de servicio.

B. Juego de escobillas

El juego de escobillas del generador utiliza portaescobillas del tipo de presión constante (ver Figura 9). Por medio de un resorte helicoidal se mantiene la presión constante en la parte superior de la escobilla mientras ésta se va desgastando.

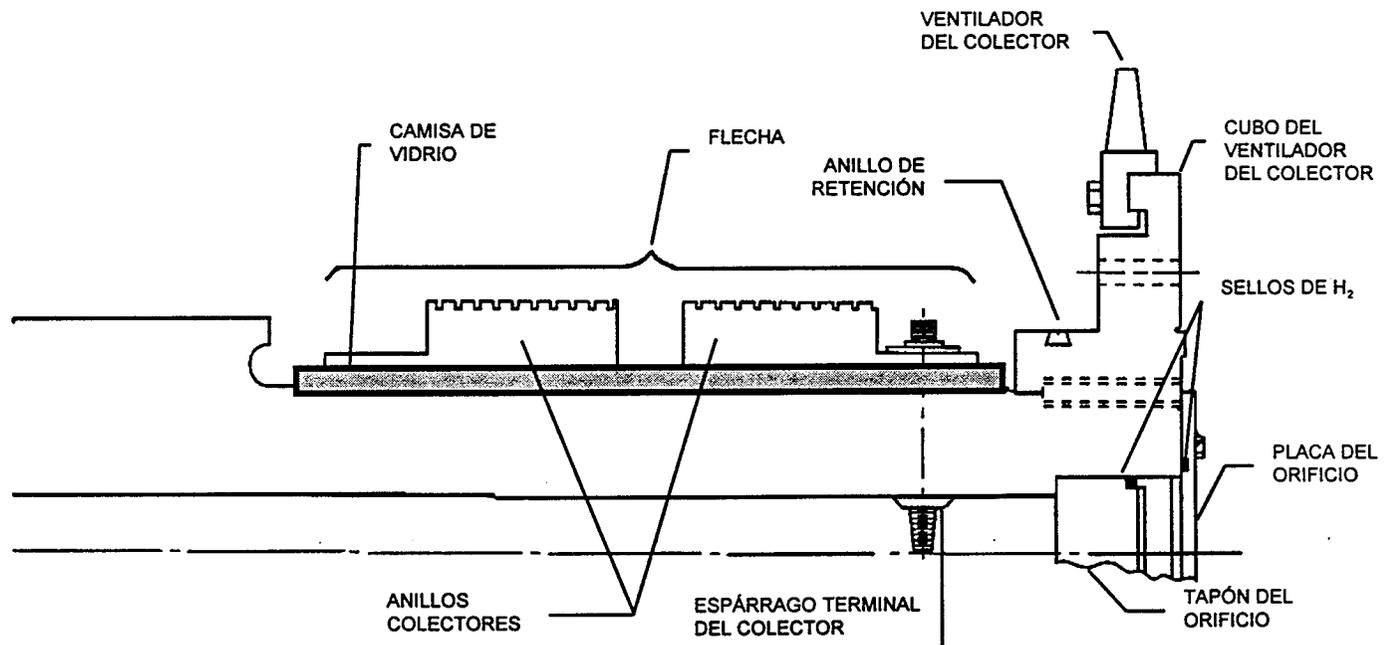


Figura 8. Colector Típico 7FH₂

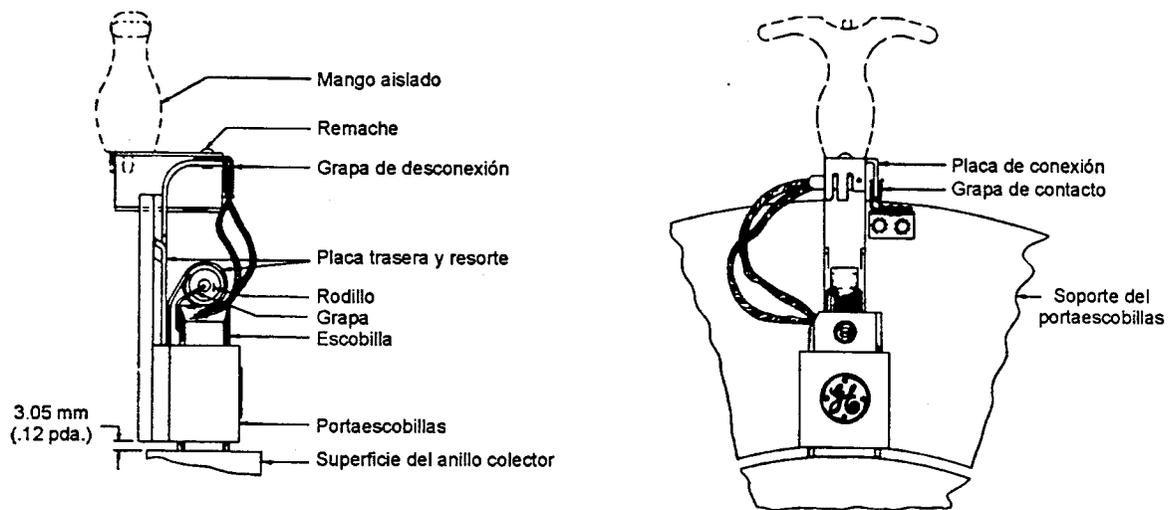


Figura 9. Portaescobillas típico

El resorte helicoidal está permanentemente unido a una almohadilla trasera, formando un conjunto de almohadilla trasera y resorte. También hay una grapa de desconexión unida a la almohadilla trasera, que conecta la terminal flexible de la escobilla con una almohadilla de conexión que se inserta en la grapa de contacto del soporte del portaescobillas.

Junto con el resorte helicoidal se encuentra un conjunto de rodillo y grapa. El resorte helicoidal se ubica en el ranurado en la parte superior de las escobillas y la grapa del rodillo se ajusta al agujero del remache de las escobillas.

Se provee un mango separado aislado para el montaje y la extracción del ensamble la placa trasera de la escobilla y el resorte. Este mango se utiliza para todas las escobillas del juego de escobillas. Cuando no se utiliza, el mango se debe quitar del conjunto de la almohadilla trasera de las escobillas y de los resortes y se debe guardar en un sitio seguro y de fácil acceso.

C. Escobillas de aterrizaje de la flecha

Se suministran escobillas de aterrizaje de la flecha en los grupos turbogeneradores para evitar el daño a los cojinetes por descarga eléctrica a través de las películas de aceite de los cojinetes. También sirven para completar el circuito del relé detector de aterrizaje del generador.

Las tensiones entre la flecha y tierra se producen en grupos con sistemas de excitación estática. La salida de los rectificadores trifásicos de puente de onda completa no es c.c. pura, sino que contiene una ondulación de 360 Hz que es de magnitud apreciable. Bajo ciertas condiciones, esta ondulación puede causar que las corrientes circulen por el circuito capacitivo compuesto del aislamiento del campo, la película de aceite del cojinete y la capacitancia distribuida de los transformadores y rectificadores del sistema de excitación.

Las escobillas de aterrizaje de la flecha proporcionan un aterrizaje de baja impedancia de manera que la corriente causada por la ondulación de tensión de excitación estática circula a tierra sin causar daño, rodeando los cojinetes.

El conjunto de escobillas de aterrizaje consta de un yugo que lleva dos o más portaescobillas del tipo de presión constante y está ubicado en el extremo de la turbina de la flecha del generador. Obsérvese

que el cojinete del extremo del colector en el generador está deliberadamente aislado de tierra para evitar la circulación de corriente debido a una tensión tipo lazo a lo largo de la flecha y a través de los cojinetes que puede producirse por una pequeña asimetría en los pasajes magnéticos del estator del generador. Por lo tanto, las escobillas de aterrizaje nunca deben estar ubicadas en el extremo del colector del generador.

Las escobillas que se utilizan en este conjunto de aterrizaje son las mismas que las que se utilizan en los anillos colectores. El resorte del soporte de la escobilla ejerce una presión mayor, para producir una baja caída de película en esta aplicación de corriente baja. El yugo debe conectarse eléctricamente al mismo aterrizaje de la estación que la estructura del generador.

VI. VENTILACIÓN DEL GENERADOR.

A. Sistema de ventilación

Los ventiladores del rotor hacen circular gas hidrógeno dentro del generador. Son del tipo de flujo axial con paletas individuales ajustadas a los cubos de los ventiladores cerca del extremo del rotor.

En el circuito de ventilación del estator los ventiladores fuerzan la circulación del hidrógeno por el entrehierro de gas y también alrededor y por detrás del núcleo del estator. Las placas de alma y la cobertura externa dividen al estator axialmente en secciones, de manera que en algunas secciones el gas frío se transporta desde el exterior del núcleo hacia el entrehierro de gas a través de los ductos radiales para el gas y en otras secciones pasa desde el entrehierro de gas hacia el exterior del núcleo a través de los ductos radiales. El gas de enfriamiento se conduce hacia la sección adecuada a través de tubos o ductos y el gas caliente se envía hacia los enfriadores. Luego de que se extrae el calor, el gas frío vuelve a los ventiladores del rotor y se recircula.

La disposición del flujo alternativo de gas de entrada y de salida en el núcleo del estator provoca un enfriamiento substancialmente uniforme en el núcleo y en los devanados, evitando así el calentamiento local excesivo y reduciendo los esfuerzos causados por las diferencias de temperatura.

B. Enfriadores de hidrógeno

Se montan cinco enfriadores horizontales simples dentro de rieles de soporte de los enfriadores en la base del generador. Para el montaje al lado de la base se suministran distribuidores de entrada y de salida y válvulas de aislamiento asociadas. La disposición de la ventilación hace que el flujo de hidrógeno se distribuya en forma pareja a cada enfriador dentro de la carcasa y la base herméticas al gas.

Los distribuidores están diseñados para un flujo enfriador paralelo hacia cada uno de los cinco enfriadores.

Cada enfriador tiene una almohadilla de tubos extendida en el extremo de la entrada y un sello de hidrógeno de la empaquetadura del prensaestopas en el extremo opuesto del enfriador.

Cada sección del enfriador de hidrógeno consta de un par de cabezales de agua (cajas de agua), almohadillas de tubo y tubos redondos con aletas de punzonado, todos sostenidos por una estructura. El agua de enfriamiento circula por los tubos realizando dos o más pasadas según lo determinado por la disposición de las separaciones en las cajas de agua. El gas a enfriar circula por la superficie aletada en una dirección determinada para obtener un contraflujo entre el gas y el agua, es decir, el gas caliente entra en el paso de salida de agua y el gas frío sale del paso de entrada de agua. Las secciones se deben conectar en forma paralela para permitir la circulación de agua.

1. Estructura del enfriador

La estructura es de una construcción de acero soldado y consta de almohadillas laterales con forma de dos canales que forman una estructura similar a una caja con almohadillas extremas en cada extremo. Las abrazaderas de tubería en diagonal que están soldadas a las barras esquineras y que se extienden a través de los dos lados abiertos de la estructura dan la resistencia del conjunto.

Los deflectores de goma están montados a los lados del enfriador para evitar el desvío del gas haciéndolo correr a través de la superficie aletada.

Para un buen desempeño del enfriador, es indispensable que la cantidad de gas que se desvía del enfriador se mantenga en un mínimo.

2. Tubos del enfriador

Los tubos son de calidad de tubos del condensador según se describe en la Especificación B-111. de la ASTM [Sociedad de Pruebas y Materiales de EE.UU.].

La superficie extendida en la parte exterior del tubo consiste en aletas de almohadilla continuas con un resalto que se forma en los agujeros de los tubos para el apilamiento según se requiera.

Ambos extremos de cada tubo se mandrilan hacia las almohadillas del tubo. Los mandriles de los tubos estándar del condensador para el remandrillado de las empaquetaduras de los tubos se pueden comprar a cualquier proveedor de este tipo de herramienta o se pueden comprar por intermedio de General Electric Company. Los mandriles deben tener una medida tal que concuerden con el diámetro exterior del tubo y el espesor de la pared. La longitud de la unión mandrilada debe ser igual a aproximadamente el 90 por ciento del espesor de la almohadilla del tubo medido desde la cara frontal de la almohadilla del tubo. El mandrilado nunca debe extenderse más allá de la cara posterior de la almohadilla del tubo dado que esto producirá un reborde circunferencial en el tubo dando como resultado una condición que puede producir una falla temprana en el tubo.

3. Almohadillas de tubo

Además de cumplir sus funciones normales, las almohadillas de tubo del enfriador simple de hidrógeno proporcionan un sello de hidrógeno entre el enfriador y la estructura del generador. Con los sellos de hidrógeno en las almohadillas de los tubos, hay acceso a los extremos de los tubos, permitiendo llevar a cabo la reparación y la limpieza sin quitar el enfriador de hidrógeno del generador. Una empaquetadura de anillo comprimido que se apoya en el borde de la almohadilla del tubo del extremo flotante proporciona el sello de gas en el extremo flotante. Los bordes de la almohadilla del tubo del extremo flotante están maquinados con precisión para proporcionar buenas superficies de sellado. Si estas superficies están rayadas o estriadas deben repararse limándolas o esmerilándolas hasta que se emparejen. Las estrías profundas se pueden rellenar con una soldadura blanda antes de limarlas para emparejarlas.

La almohadilla fija del extremo del enfriador tiene un sello tipo ranura de bombeo. El compuesto sellador y el método de uso es el mismo que se utiliza para el sello de la almohadilla del extremo del generador. La almohadilla de tubo flotante utiliza un sello tipo prensaestopas.

La estructura del enfriador está abulonada o firmemente soldada a la almohadilla de tubo superior (extremo fijo) y la almohadilla de tubo inferior (extremo flotante) tiene pasadores guía que encajan en los agujeros de espacio en la estructura. Con este tipo de tubo es importante evitar un sistema de tuberías rígido en el punto de unión con el enfriador, dado que las tuberías hacia las conexiones de agua pueden tender a restringir la contracción y la dilatación térmica de los tubos. Para lograr esto, un tramo de tubería, transversal a la flecha del tubo, proporcionará suficiente elasticidad a las tube-

rías. Del mismo modo, la carga estática debida al peso del sistema de tuberías debe mantenerse en un mínimo razonable.

4. Cajas de agua

Las cajas de agua o cabezales y sus tapas están abulonados a las placas de tubo con espárragos o bulones que se roscan en agujeros roscados en el fondo en las placas de tubo. Los bulones niveladores en las tapas facilitan la extracción de las tapas. La estructura del enfriador tiene lugares disponibles para instalar pernos armella para manipular el enfriador tanto en posición horizontal como vertical para ayudar en la instalación. Para obtener información sobre el tamaño y la ubicación de las bridas de conexión de agua, remitirse al plano esquemático.

5. Empaquetaduras

Se proporcionan empaquetaduras en las juntas entre las tapas y las cajas de agua y entre las cajas de agua y las almohadillas de tubo. Antes de que salgan de fábrica, se somete a los enfriadores a una prueba al 150 % de la presión de funcionamiento especificada. El valor de esta prueba se estampa en la almohadilla de datos, es decir, "T188P" estampado en la almohadilla de datos indica una presión de prueba de 1296.21 kPa (188 psig.).

Rev. A (10/93)



GE Industrial & Power Systems

General Electric Company
One River Road, Schenectady, NY 12345
518•385•2211 TX: 145354

SIZE **B** DWG. NO. **361B3174** SH. **1** REV. **-**

NOTE(S):

1. SEE DEVICE SUMMARY (MLI 0414) FOR CONTROL DEVICE SETTINGS.

THIS DOCUMENT SHALL BE REVISED IN ITS ENTIRETY. ALL SHEETS OF THIS DOCUMENT ARE THE SAME REVISION LEVEL AS INDICATED.

REVISIONS			
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED

1	SCHEMATIC DIAGRAM SPEC.	372A3671
IT.	NOMENCLATURE	IDENT

LIST OF COMPLEMENTARY DOCUMENTS

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE
DIMENSIONS ARE IN INCHES TOLERANCES ON 2 PL DECIMALS ± 3 PL DECIMALS ± ANGLES ± FRACTIONS ±	DRAWN ALAN CONKLING	05/11/22
	CHECKED ALAN CONKLING	05/11/22
	ENGRG ARURO TREJO	05/11/22
	ISSUED ALAN CONKLING	05/11/22


GE Power Generation GENERAL ELECTRIC COMPANY
 GAS TURBINE
 SCHENECTADY, NY

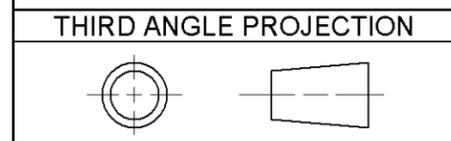
DIAGRAM, SCHEM - LOAD EQUIPMENT

FIRST MADE FOR: ML-7A1WFA358 0440

SIZE **B** CAGE CODE DWG NO **361B3174**

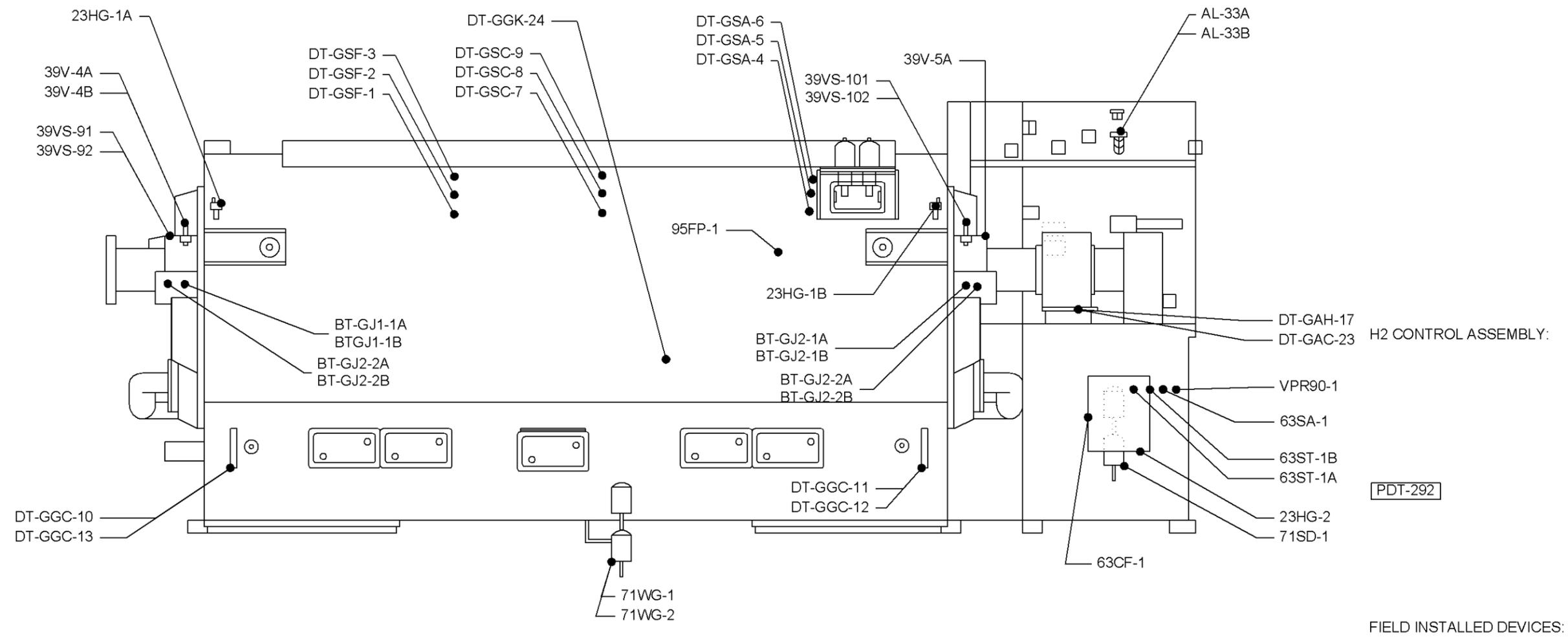
SCALE NONE SHEET **1 of 2**

APPLIED PRACTICES 348A9200
 SIM TO: NONE



© COPYRIGHT 2001 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.

DISTR TO



RTD'S: DUAL ELEMENT (6 WIRE) PLATINUM (100 OHM).
 T/C'S: TYPE K CHROMEL ALUMEL DUEL ELEMENT.

GENERAL ELECTRIC COMPANY		SIZE	CAGE CODE	DWG NO	0440
GE Power Generation		B			
DRAWN	ALAN CONKLING	2005-11-22	361B3174		
ISSUED	Document Services	2005-11-22	SCALE	SHEET	2 of 2

DISTR TO



GE Power Systems Generador

Ajustes de los dispositivos de Alarma

Generador de 7FH₂

A continuación se detallan los ajustes para los dispositivos de alarma utilizados en el sistema de control de hidrógeno para el generador 7FH₂ enfriado por hidrógeno. La primera columna, titulada "Símbolo del dispositivo", se usa para identificar el dispositivo encontrado en los diversos planos del sistema. La segunda columna, "Punto de ajuste", enumera el ajuste de diseño usado en el dispositivo eléctrico. La columna titulada "Descripción del dispositivo" brinda la identificación de los dispositivos. Para dispositivos que estén fuera del sistema de control de hidrógeno, referirse al Esquema de conexiones eléctricas.

Simbolo del dispositivo	Punto de ajuste	Descripción del dispositivo
71HF 1	100%	Fallo del analizador de gas hidrógeno unidad 1
71HF 2	100%	Fallo del analizador de gas hidrógeno unidad 2
71HF 1	85%	Baja pureza del hidrógeno (ler nivei) unidad 1
71HG 2	85%	Baja pureza del hidrógeno (ler nivel) unidad 2
96PH 1	Entrada: de 50 a 100% de hidrógeno en aire Salida: de 4 a 20 ma	Señal de pureza transmitida por el analizador de gases unidad 1
96PH 2	Entrada: de 50 a 100% de hidrógeno en aire Salida: de 4 a 20 ma	Señal de pureza transmitida por el analizador de gases unidad 2
63SA 1	31 03 kPa [4 5 psi]	Alarma de diferencia de presión del aceite de sellos
63ST 1A & 1B	24 13 kPa [3 5 psi]	Fallo de diferencia de presión del aceite de sellos
63QT 2A & 2B	55 15 kPa [8 psi]	Presostato de aceite de cojinetes (baja)
63GH 1	34 47 kPa [5 psi] por encima de la presión de operación	Alta presión del gas de la máquina
63GL 1	34 47 kPa [5 psi] por debajo de la presión de operación	Baja presión del gas de la máquina
71SD-1	Inundación del receptor del drenaje de los sellos	Alto nivel de aceite del receptor del drenaje de aceite de los sellos
71WG 1 & 2	Nivel de líquido en el fondo de la carcasa del generador	Líquido en la carcasa del generador Dos interruptores en un flotante
27GH 1	Pérdida de alimentación en c. a. del gabinete de hidrógeno	Pérdida de alimentación en c. a. del gabinete de hidrógeno
63HH 1	4136 85 kPa [600 psi]	Presostato de suministro del distribuidor de hidrógeno (si se suministró) (Se abre con la baja presión)
63GK 1	kPa [15 psig]	Presostato de la carcasa del generador (autorización de arranque)
63CT 5	4136 85 kPa [600 psi]	Presostato de suministro de CO ₂ en el distribuidor (si se suministró) (Se abre con la baja presión 4136.85 kPa [600 psi])

La información aquí contenida no tiene por objeto abarcar todos los detalles o variantes relativos al equipo, ni tomar en cuenta todas las contingencias posibles en relación con la instalación, la operación o el mantenimiento del mismo. Si se desea mayor información o si surgieran problemas particulares no tratados con suficiente detalle, el comprador deberá referir el asunto a la GE Company



GE Power Systems

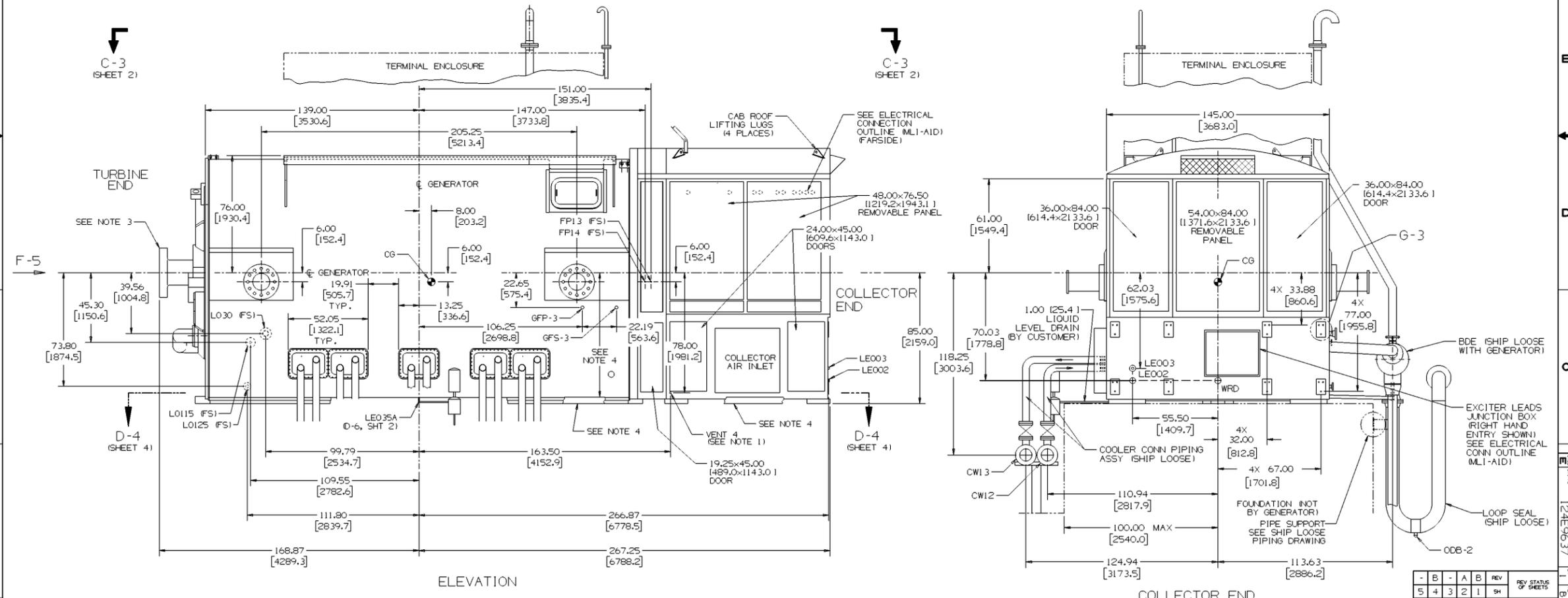
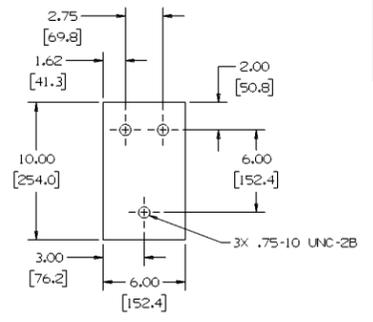
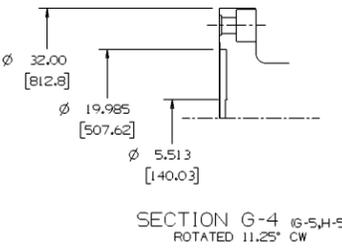
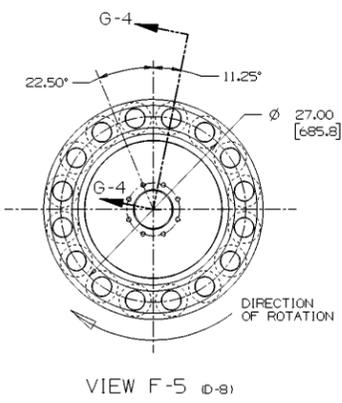
General Electric Company
One River Road Schenectady, NY 12345
518-385-2211 TX-145354

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
A	UPDATE REV. STATUS OF SHTS. GENERAL COSMETIC CHGS. AN#02023110	02-08-27	DJM2 DMR CSB
B	UPDATED REV. STATUS OF SHTS. AN#06011132	06-04-07	R. REID

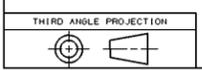
NOTES:

- VENT LINES ARE SHIPPED LOOSE WITH GENERATOR AND INSTALLED WITH GUIDANCE OF HAZARDOUS AREA MAP (REFER TO GE DWS. #124E4881). VENT PIPE CONFIGURATION SHOWN IS TYPICAL FOR A SIDE UP INLET GAS TURBINE ONLY. CUSTOMER MUST ACCOUNT FOR GAS TURBINE INLET AND POTENTIAL IGNITION SOURCES IN THE PLANT DESIGN WHEN TERMINATING THE VENTS. CUSTOMERS MUST EXTEND VENT LINES CONTINUOUSLY UPWARD TO ABOVE ROOF FOR INDOOR UNIT. MAXIMUM ADDITIONAL LENGTH IS 75 FEET (22.86 METERS) WITH CONTINUATION OF DIAMETER PROVIDED.
- COUPLING BOLTS NOT SUPPLIED WITH GENERATOR.
- TURBINE COUPLING IS SHOWN IN "COLD POSITION" I.E. WITH TURBINE AND GENERATOR PREPARED FOR OPERATION.
- SEAL PLATE REQUIRED BETWEEN THE GENERATOR AND FOUNDATION TO SERVE AS A RODENT BARRIER, NOISE BARRIER AND TO INHIBIT THE LOSS OF CO2 OR H2. SEAL PLATE FURNISHED BY CONTRACTOR/INSTALLER. DISTANCE FROM SHAFT CENTERLINE TO TOP OF SEAL PLATE SHALL BE 81.00 (2057.4) MINIMUM, 81.75 (2076.5) MAXIMUM. SEAL PLATE MAY CONSIST OF SHEET STOCK OR STANDARD ANGLE SECTIONS. THE SEAL PLATE MAY BE ATTACHED TO THE GENERATOR AND COLLECTOR CAB BY LOCAL WELDING (STITCH OR TACK). THE SEAL PLATE SHALL NOT BE RIGIDLY ATTACHED TO THE FOUNDATION IN ORDER TO ALLOW FOR GENERATOR THERMAL GROWTH. SEAL PLATE MAY BE INSTALLED IN ONE OF TWO WAYS: 1. ALONG THE TWO SIDES OF THE GENERATOR AND COLLECTOR CAB, AND ALONG THE BACK OF THE COLLECTOR CAB; OR, 2. ALONG THE TWO SIDES AND BACK OF THE COLLECTOR CAB, AND ACROSS THE BOTTOM EDGE AT THE GENERATOR/COLLECTOR CAB INTERFACE.
- FOUNDATION LOADS INCLUDE EFFECT OF TERMINAL ENCLOSURE MOUNTED ON TOP OF GENERATOR.
- FOR CO2 & H2 SUPPLY LINE REFER TO GENERATOR GAS SYSTEM INSTALLATION DESIGN SPECIFICATION.

(NOTES CONTINUED ON SHEET 4)



REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
5			
4			
3			
2			
1			



DT-2N

© COPYRIGHT 2002 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION - THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.

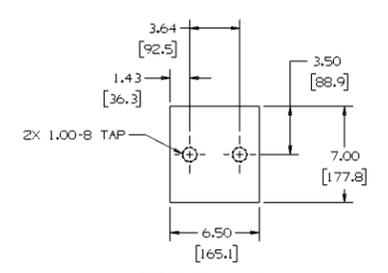
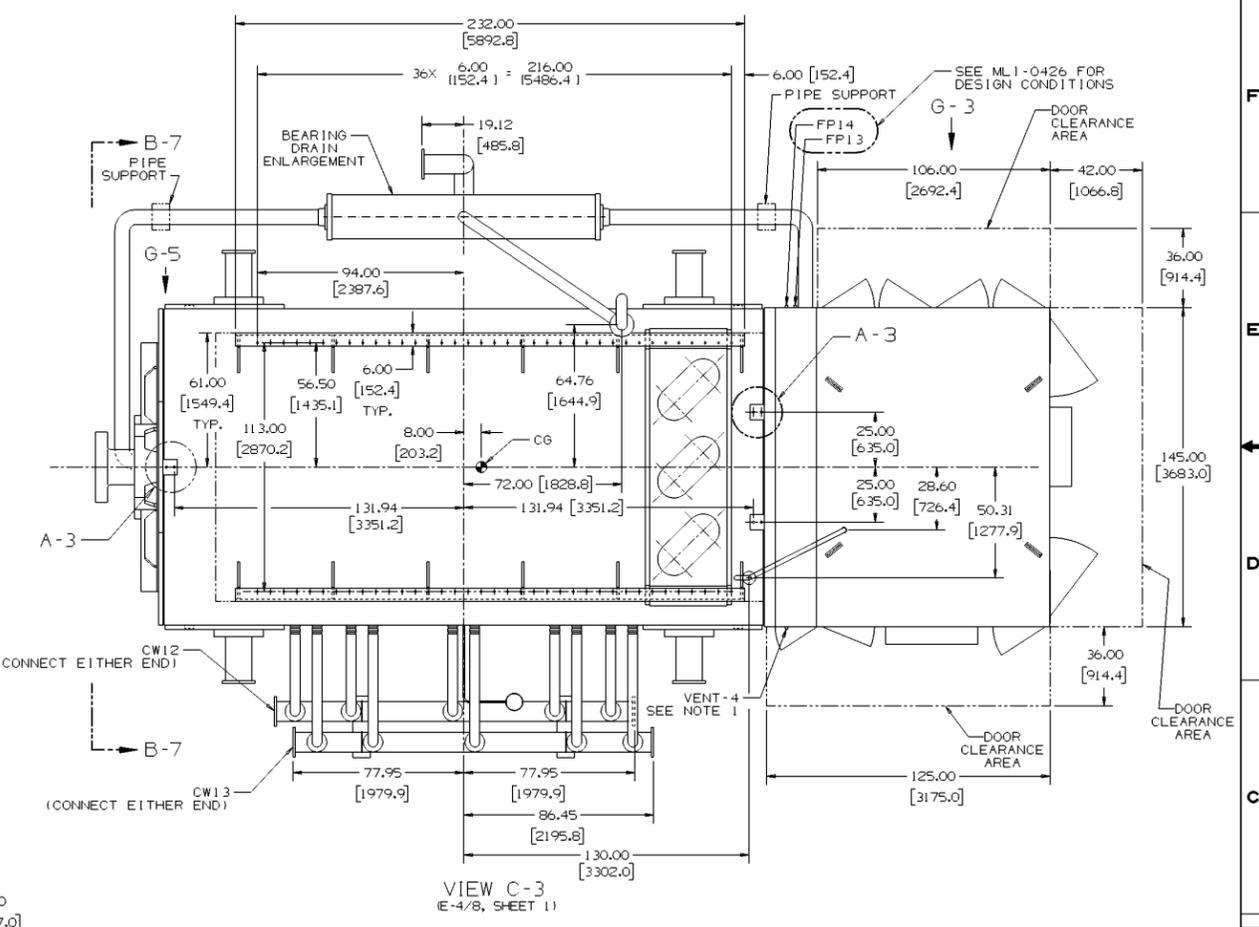
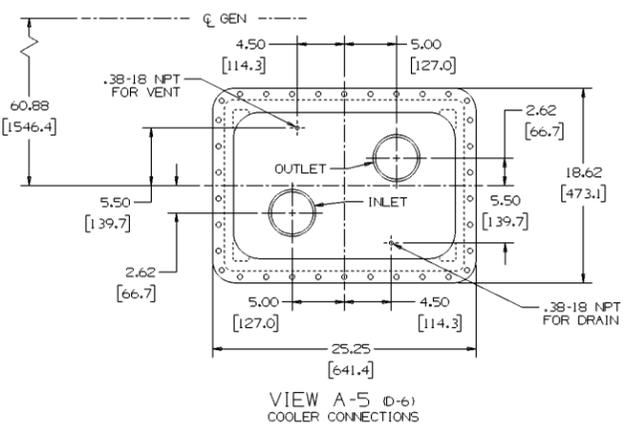
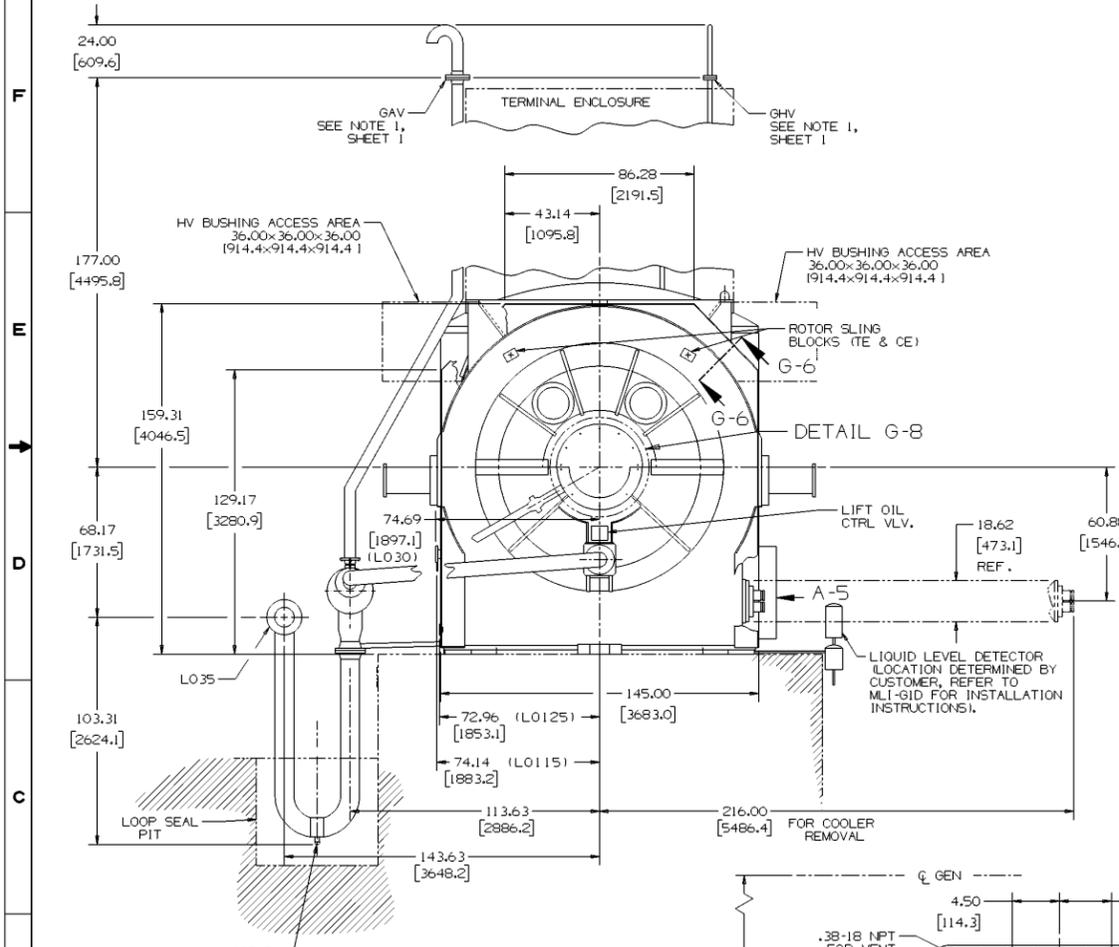
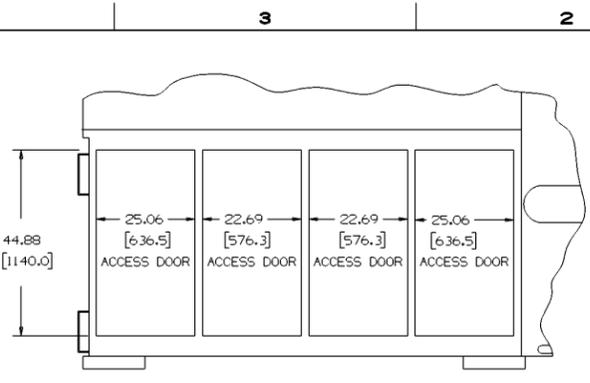
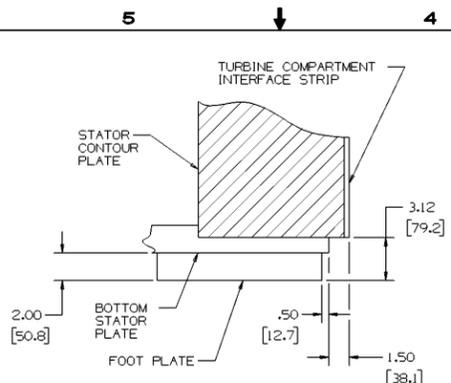
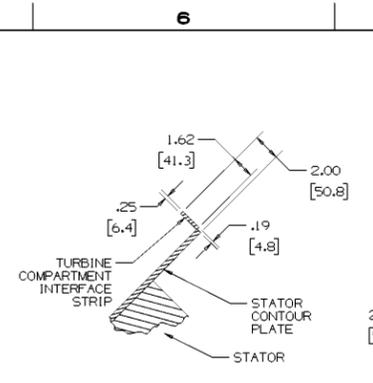
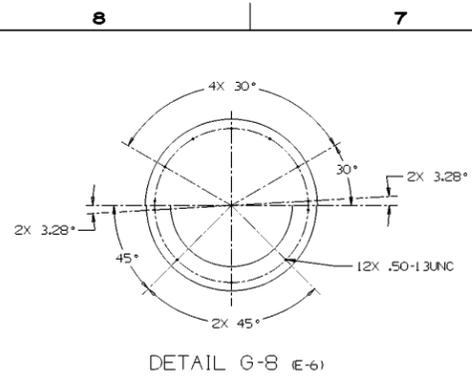
SIGNATURES	DATE	SE Power Generation	GENERAL ELECTRIC COMPANY
DRYAN OR RETLEWOOD	02-07-09		Schenectady, NY
DENNIS D.J. MCNEE	02-08-14		
EMMAN C. G. BOUCHARD	02-08-15		
EMMAN			
LEON D.J. MCNEE	02-08-15		
BYN TOL			

OUTLINE, GENERATOR MECHANICAL
 FIRST MADE FOR 7FH2
 CASE CODE 124E9637
 SCALE 1 SHEET 1

STANDARD 7FH2 LEADS UP GENERATOR MODEL N3DS

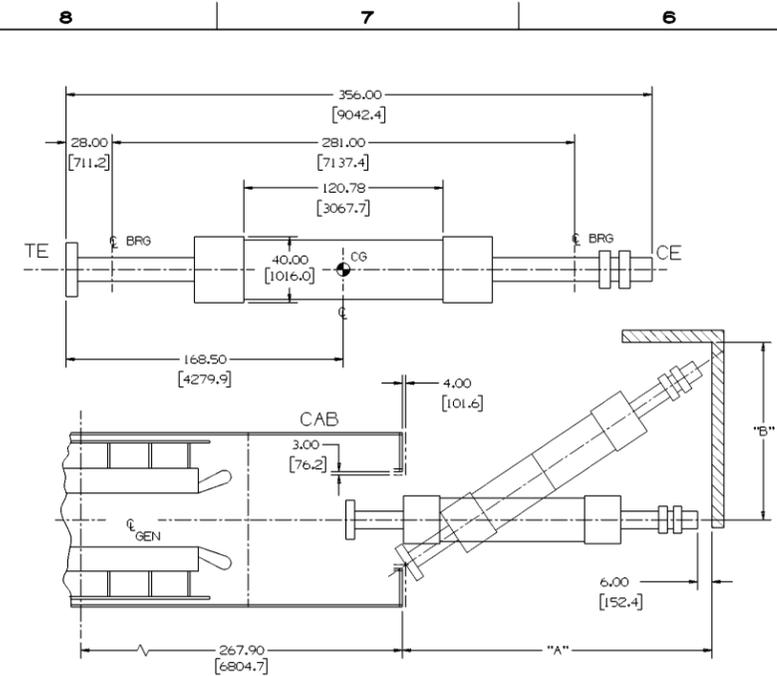
REV		DESCRIPTION	DATE	APPROVED
A	1	GENERAL COSMETIC CHGS. AN-02023110 D.MCCANE	02-08-27	DJM2 DMF CGB

REVISE ON CAD ONLY
UG PART: 124E9637P0001
(SPEC: 124E9637)



© COPYRIGHT 2002 GENERAL ELECTRIC COMPANY
PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS
PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC
COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO
OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF
GENERAL ELECTRIC COMPANY.

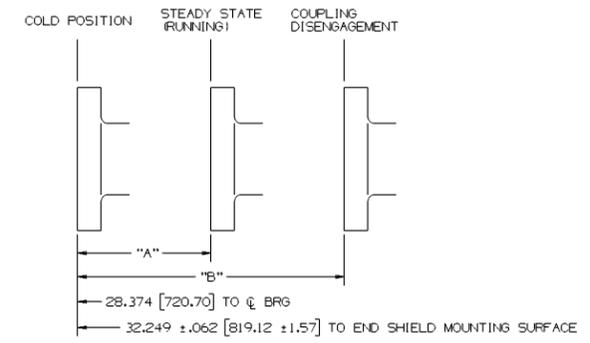
GENERAL ELECTRIC	124E9637	2	A	124E9637	2	A
SE Power Generation	124E9637	2	A	124E9637	2	A
DRN: DR HETLEWOOD	SCALE: NONE	124E9637		SHEET		2



DISTANCE REQUIRED TO REMOVE ROTOR		
METHOD OF REMOVAL	"A"	"B"
STRAIGHT PULL W/CRANE	20 FT. (6096.0)	N/A
STRAIGHT PULL PAST CAB	31 FT. (9448.8)	N/A
HORIZONTAL CANTED PULL	29 FT. (8839.2)	16 FT. (4876.8)

INTERFACE PIPING CONNECTIONS										
CONN SYM	DWG. ZONE/ SHT NO.	FLUID		CONNECTION DESCRIPTION	EQUIPMENT CONNECTION				LINE DEST	REMARKS
		TYPE	DESIGN PRESS PSIG		SIZE	TYPE	FLANGE RATING	MATERIAL		
* LE002	C-3/4, SHT 1	CO2	150	FEED-CO2 (SEE NOTE 6)	1.00	FNPT		C.S.		LINE SOURCE CUST BULK FEED
* LE003	C-3/4, SHT 1	HYDROGEN	65	FEED-HYDROGEN (SEE NOTE 6)	.75	FNPT		C.S.		LINE SOURCE CUST BULK FEED
* LEO35A	C-6, SHT 1	WATER OIL	50	DRAIN-FRAME	1.00	FNPT		C.S.	L10 LVL DETECTOR	S.W. CPLG AT L10. LEVEL DET.
* LO125	C-7, SHT 1	OIL	70	FEED-HYDROGEN SEAL	2.00	FLG	150#ANSI STD RF	304L		G.E. INTERNAL CONNECTION (SEE MLI-0416)
LO30	C-7, SHT 1	OIL	25	FEED-BEARING OIL	3.00	FLG	150#ANSI STD RF	304L		G.E. INTERNAL CONNECTION (SEE MLI-0416)
CWI2	C-4, SHT 2	WATER	125	COOLER WATER IN	8.00	FLG	150#ANSI STD RF	C.S.		(SEE MLI-0420) CUSTOMER CONNECTION
CWI3	C-4, SHT 2	WATER	125	COOLER WATER OUT	8.00	FLG	150#ANSI STD RF	C.S.		(SEE MLI-0420) CUSTOMER CONNECTION
LO115	C-7, SHT 1	OIL	3850	BEARING LIFT OIL	1.00	FLG	2500#ANSI STD RF	304L		G.E. INTERNAL CONNECTION (SEE MLI-0434)
LO35	D-7, SHT 2	OIL	1	BDE DRAIN	8.00	FLG	150#ANSI STD RF	C.S.	OIL TANK	G.E. INTERNAL CONNECTION (SEE MLI-0416)
GHV	F-6, SHT 2	HYDROGEN	1	H2 PURGE/SCAVENGE VENT	2.00	FLG	150#ANSI STD RF	C.S.		ATMOSPHERIC VENT (SEE NOTE 1)
GAV	F-7, SHT 2	HYDROGEN	1	BDE VENT	4.00	FLG	150#ANSI STD RF	C.S.		ATMOSPHERIC VENT (SEE NOTE 1)
ODB-2	C-7, SHT 2	OIL	1	LOOP SEAL DRAIN	1.25	FNPT		S.S.	CUST DRAIN	
WRD	C-2, SHT 1	WATER	1	WATER REMOVAL DRAIN	.50	FNPT		C.S.	CUST DRAIN	COLLECTOR AIR DUCT DRAIN
** GFS-3	C-5, SHT 1	HYDROGEN	50	FAN SUCTION	1.00	FNPT		304	H2 DRYER	1.00 150# FLG AT DRYER
** GFP-3	C-6, SHT 1	HYDROGEN	50	FAN PRESS	1.00	FNPT		304	H2 DRYER	1.00 150# FLG AT DRYER
** VENT-4	C-5, SHT 1	H2/CO2	65	GAS DRYER VENT (SEE NOTE 1)	.50	FNPT		C.S.	H2 DRYER	VENT SYSTEM (SEE NOTE 1)
FP13	D-5, SHT 1 F-2, SHT 2	CO2	150	CO2 FEED, FIRE SUPPRESSION	.75	FNPT		C.S.	CO2 FIRE SUPPRESSION SYSTEM	OPTIONAL - CUSTOMER SUPPLIED CO2 FROM FIRE SUPPRESSION SYSTEM (SEE MLI0426)
FP14	D-5, SHT 1 F-2, SHT 2	CO2	150	CO2 FEED, FIRE SUPPRESSION	.50	FNPT		C.S.	CO2 FIRE SUPPRESSION SYSTEM	OPTIONAL - CUSTOMER SUPPLIED CO2 FROM FIRE SUPPRESSION SYSTEM (SEE MLI0426)

* REFER TO GENERATOR GAS SYSTEM P&ID (MLI-G2FA).
 ** THE FOLLOWING PIPING CONNECTIONS ARE USED WHEN A GAS DRYER IS SUPPLIED (SEE MLI-G2FA).



TURBINE COUPLING EXCURSION FROM COLD POSITION		
SYM	DESCRIPTION	DIM
A	STEADY STATE TOWARD GENERATOR	.261 (6.8)
B	MOVEMENT TO DISENGAGE COUPLING RABBET (ALLOWABLE)	1.00 (25.4)
	GEN SHAFT THERMAL EXP FROM TE COUPLING TO CE COUPLING	.220 (10.0)

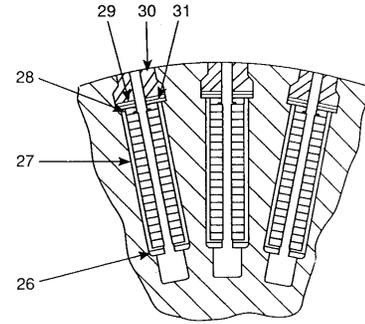
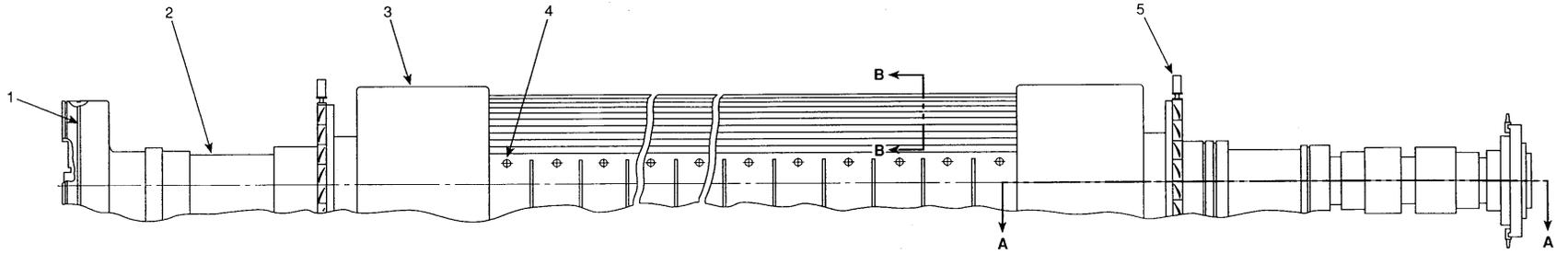
GENERATOR APPROXIMATE WEIGHTS

I STATIONARY STATOR ASSY :			
		LBS	KG
- STATOR (FAB/CORE/WINDING)		391,000	177,355
- END SHIELDS (W/BRG & H2 CASING)	QTY 21	35,000	15,876
- GAS SHIELDS	QTY 21	4,000	1,815
- COOLERS (EMPTY)	QTY 51	14,000	6,351
II ROTOR (WOUND)			
		76,000	34,474
III COLLECTOR CAB :			
- CAB / COLLECTOR HSG.		22,500	10,206
- CAB ROOF		2,800	1,270
- TURNING GEAR - MAXIMUM		2,400	1,089
TOTAL WEIGHT		547,700	248,431

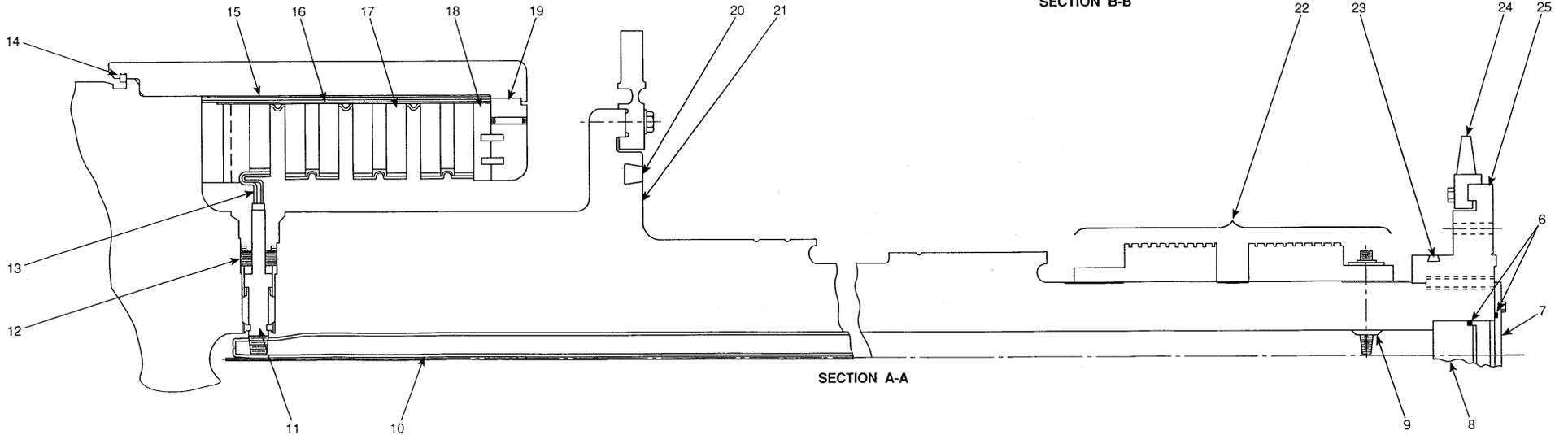
© COPYRIGHT 2002 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.

Nomenclature

- 1 Balance Weight Groove
- 2 Shaft
- 3 Retaining Ring
- 4 Balance Plug
- 5 Fan
- 6 Hydrogen Seals
- 7 Bore Plate
- 8 Bore Plug
- 9 Collector Terminal Stud
- 10 Connection Bar Assembly
- 11 Main Terminal Stud
- 12 Terminal Nut
- 13 Field Lead
- 14 Locking Key
- 15 Amortisseur
- 16 Retaining Ring Insulation
- 17 Field Coil
- 18 Rotor Block
- 19 Centering Ring
- 20 Balance Weight Groove
- 21 Fan Hub
- 22 Collector Assembly
- 23 Balance Weight Groove
- 24 Collector Fan
- 25 Collector Fan Hub
- 26 Sub Slot Cover
- 27 Slot Armor
- 28 Creepage Block
- 29 Slot Amortisseur
- 30 Coil Wedge
- 31 Spring



SECTION B-B



SECTION A-A



GEI 74430SPE
Revisado, Mayo de 1971
Reformateado, Abril de 1993

GE Power Systems
Generador

Conjunto del sello de hidrógeno

Estas instrucciones no pretenden cubrir todos los detalles o variaciones en el equipo ni dar indicaciones para todas las contingencias posibles que se pueden presentar durante la instalación, funcionamiento y mantenimiento. Si se desea información adicional o si se presentan problemas específicos que no están suficientemente cubiertos para los fines del comprador, se deberá consultar con la Compañía General Electric.

© 1993 GENERAL ELECTRIC COMPANY

La carcasa del anillo del sello de hidrógeno en el extremo del colector del generador está aislada de la estructura del estator por el anillo aislante (6) para evitar la circulación de las corrientes de fuga del eje. El anillo aislante está asegurado a las mitades exteriores de la carcasa (8 y 13) con cemento EC826 de Minnesota Mining and Manufacturing Co., el cual se debe aplicar en forma pareja y uniforme para proveer una junta hermética al aceite.

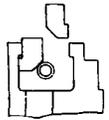
Estando la mitad inferior de los cojinetes del generador en su lugar y el rotor en posición, ruede la mitad inferior de la carcasa del sello en su lugar (en ciertas carcasas del sello quizás sea necesario insertar los pasadores en los orificios antes de rodarlos) y ponga después la mitad superior en su lugar, atornillando las dos mitades alrededor del muñón. Centre la carcasa del sello. Móntelo en el muñón y atornille las carcasas a los protectores de los extremos. Para completar el atornillamiento de la mitad inferior de la carcasa del sello al protector del extremo será necesario rodar hacia fuera el cojinete de la mitad inferior, y a veces el anillo del cojinete la mitad inferior.

I. MONTAJE Y DESMONTAJE DE LOS ANILLOS DE SELLADO EN LA CARCASA

- A. Coloque el resorte toroidal en posición, con sus extremos sostenidos por pasadores.
- B. Inserte dos segmentos contiguos del anillo oprimiendo el resorte debajo de los segmentos del anillo.
- C. Entonces se puede presionar en posición el par opuesto de los segmentos del anillo entre los primeros segmentos y el alojamiento.
- D. Los anillos de sellado se pueden desmontar presionando un segmento del anillo hacia el segmento opuesto, venciendo la presión del resorte axial. Entonces la brida en el diámetro exterior del anillo pasará la pestaña en el alojamiento; desenganchándose así el aro del alojamiento por la presión radial del resorte.

Lista de la nomenclatura

1. Clavija
2. Resorte
3. Deflectores del aceite
4. Carcasa interior - Mitad superior
5. Sello del aceite
6. Anillo de aislamiento
7. Buje de aislamiento
8. Carcasa exterior - Mitad superior
9. Arandela de aislamiento
10. Cable para prueba de aislamiento
11. Segmentos del anillo
12. Carcasa interior - Mitad inferior
13. Carcasa exterior - Mitad inferior
14. Alimentación del aceite



Método para montar los segmentos del anillo estando la carcasa fuera del generador

Nota: Los pernos se deben cablear en grupos como se muestra. Si se cablean entre sí los pernos de conexión en el círculo interior y exterior pondrá a tierra la carcasa, haciendo fracasar el propósito del aislamiento.

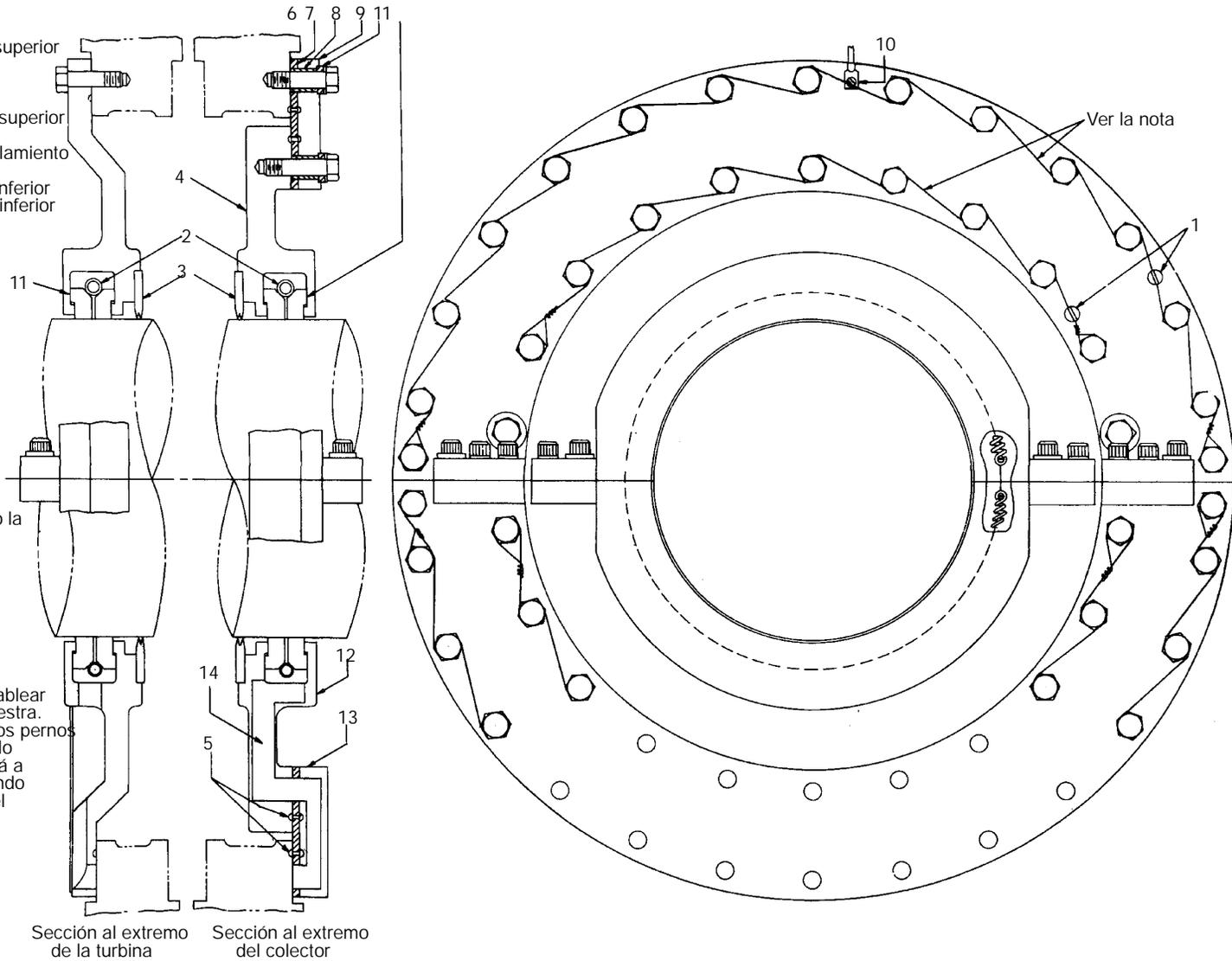


Figure 1. Conjunto del sello del hidrógeno para el generador enfriado con hidrógeno (Plano 481D835, Rev. 4)



GE Power Systems

*General Electric Company
One River Road, Schenectady, NY 12345
518 • 385 • 2211 TX: 145354*



GEK 107241Sa
Revisado Agosto 2002

GE Power Systems **Turbina de gas**

Sistema de Sello de la Flecha **Generadores 7H₂ y 7FH₂**

Estas instrucciones no tienen el propósito de cubrir todos los detalles ni variaciones en el equipo ni proporcionar todas las contingencias posibles que puedan ocurrir durante la instalación, la operación o el mantenimiento. Si se necesita mayor información o si ocurren problemas particulares que no han sido cubiertos lo suficiente para los propósitos del comprador, se deberá consultar el asunto a GE Company.

I. PROPÓSITO

Para el empleo seguro y efectivo del hidrógeno para enfriar el generador, es necesario contener el gas en el alojamiento de dicho generador. Por lo tanto, se requieren sellos de la flecha a cada extremo donde el rotor se extiende a través de las corazas. Para este propósito se utiliza un sello radial tipo película de aceite.

II. CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO (VER EL DIAGRAMA DE LA TUBERÍA DE ACEITE DE SELLO Y DE CHUMACERAS Y EL DIAGRAMA DE TUBERÍA DE CONTROL DE GAS).

A. Sello de la Flecha

El sello de la flecha a cada extremo del generador consta de dos alojamientos para sello de hidrógeno, de dos piezas, que contienen un par de anillos de acero recubierto de metal. Cada anillo está hecho de dos segmentos de 180° para facilitar el ensamble de los anillos dentro del alojamiento del sello de hidrógeno. Los segmentos del anillo están ensamblados contra las paredes laterales de los alojamientos del sello utilizando resortes tipo anillo y se mantienen de manera concéntrica con respecto a la flecha mediante la presión hidráulica del aceite de sello. Los anillos que tienen un diámetro interior solo unas pocas milésimas mayor que el muñón de la flecha son libres para flotar radialmente pero se evita que giren junto con la flecha mediante un tope en la mitad superior de cada alojamiento de sello. Se suministra aceite desde el sistema de control de aceite de sello a una presión alrededor de los 5,5 psi (0,387 kg/cm²) por encima de la presión del hidrógeno en el generador. El aceite, entonces, pasa radialmente a través del espacio entre los anillos y de manera axial a través de la flecha entre ésta y los anillos de sello en ambas direcciones. Es esta delgada película de aceite entre la superficie de la flecha y los anillos que realmente sella el hidrógeno dentro del alojamiento.

El flujo total hacia los anillos internos (del lado de hidrógeno) de los dos sellos de flecha es aproximadamente de dos galones y medio (9,46 litros) por minuto, mientras que el flujo de los anillos externos (del lado de aire) puede estar varias veces por encima de dicha cantidad. El flujo del lado de aire se necesita para enfriar los anillos mientras que el flujo de lado de hidrógeno es esencial para la operación satisfactoria del sistema de barrido continuo.

B. Control de Aceite de Sello

Se suministra aceite presurizado desde el sistema de lubricación principal hacia los controles de aceite de sello donde éste se regula para mantener el diferencial de 5,5 psi (0,387 kg/cm²). La cantidad del flujo total del sello puede leerse directamente desde el medidor de flujo.

C. Regulador de presión diferencial

Se proporciona un regulador de presión diferencial operado por piloto para controlar la presión del aceite en el sello de la flecha. La válvula operada por piloto utiliza la presión de admisión como medio de operación, el cual se reduce a través de la operación del piloto para cargar el diafragma del accionador. La presión de salida o corriente abajo es opuesta a la presión de carga en el accionador y también es opuesta al resorte de control del piloto. El regulador operado por piloto está diseñado para mantener una presión diferencial constante a través de los sellos de hidrógeno.

La conexión superior del diafragma de la válvula piloto está entubada hacia el agrandamiento del drenaje de sellos y detecta la presión del gas en el alojamiento del generador. La conexión inferior del diafragma de la válvula piloto está entubada hacia una de las dos conexiones inferiores del diafragma del regulador. La otra conexión inferior del diafragma del regulador está entubada hacia la línea de suministro de aceite de sello y detecta la presión del aceite que se suministra a los sellos de la flecha. Cuando la presión de salida cae por debajo del ajuste del resorte de control del piloto, la fuerza del resorte abre el tapón de la válvula piloto proporcionando presión de carga adicional al diafragma del accionador. Esta presión de carga tiende a abrir el cuerpo principal de la válvula suministrando el flujo requerido corriente abajo hacia los sellos. Cuando la presión corriente abajo esté satisfecha, la presión de salida tiende a incrementarse la cual, en consecuencia, actúa sobre los diafragmas del piloto y del accionador.

Esta presión excede el ajuste del resorte de control del piloto permitiendo cerrar el tapón de la válvula piloto. La presión reducida de carga del accionador permite que la válvula principal se cierre. Una vez ajustada, el regulador mantendrá una presión diferencial constante cercana a los 5,5 psi (0,387 kg/cm²) entre el aceite de sello y el hidrógeno del generador a través del rango completo de presiones de hidrógeno.

D. Instrumentación

Se proporciona un medidor de flujo para obtener lecturas instantánea del flujo total del aceite de sello. También proporcionan manómetros para medir la presión del aceite corriente arriba del regulador de presión diferencial, en la línea de alimentación de aceite de sellos del extremo lado turbina y del extremo lado colector.

En el interruptor y en el panel de instrumentos están montados un manómetro de presión diferencial y tres interruptores de presión diferencial. Estos instrumentos detectan la presión diferencial del aceite en los sellos con respecto a la presión de gas en el alojamiento. Los interruptores están conectados eléctricamente para accionar ambas bombas de c.d. aceite de sello de emergencia en el tanque de lubricación principal y el anunciador de alarma relacionado con la presión diferencial baja. Se proporcionan las válvulas necesarias para este tipo de interruptores.

E. Agrandamiento del Drenaje de Sello y Trampa de Flotador

El agrandamiento del drenaje del sello, que consta de dos cámaras pequeñas, está montado en el extremo lado colector del generador. El hidrógeno gas en suspensión con el aceite (desde los drenes del lado de hidrógeno de los alojamientos de sello) burbujeará en las cámaras. Ambas cámaras se drenan a través de una línea común hacia una trampa de flotador. La trampa de flotador permite que el aceite pase a través del drenaje ya sea manual o automáticamente (si se necesita) mientras evita que el hidrógeno pase junto con el aceite. El ensamble de la trampa de flotador contiene una línea de venteo que permite que cualquier acumulación de hidrógeno regrese al agrandamiento del drenaje de aceite de sellos. El aceite que sale de la trampa de flotador se drena hacia el agrandamiento de drenaje de las chumaceras.

Unos tubos verticales se extienden desde la parte superior de cada cámara del agrandamiento del drenaje de sellos para detectar la pureza de la cavidad. Las líneas están equipadas con trampas de flotador para evitar que el aceite llene el panel de control de hidrógeno en caso de que haya un nivel de aceite alto anormal en el agrandamiento del drenaje de sellos.

En la cámara del extremo lado colector del agrandamiento del drenaje está instalado un tubo abierto vertical para recolectar el aceite que resulta de un nivel de aceite alto anormal en el agrandamiento. Este sobreflujo está entubo hacia un detector de nivel de líquido con un interruptor de alarma. Dado que las dos cámaras del agrandamiento se conectan a una línea de drenaje común, un nivel alto en cualquier cámara podría, normalmente, ocasionar que la alarma entre en funcionamiento. Un nivel de aceite alto anormal generalmente se ocasiona debido a la operación incorrecta de las válvulas de drenaje o de la trampa de flotador.

F. Agrandamiento del drenaje de las chumaceras

El aceite de sellos del lado de aire, el aceite de las chumaceras del generador y el aceite del lado de hidrógeno (después de pasar por el agrandamiento del drenaje y de la trampa de flotador) se drena hacia una cámara montada en el alojamiento del generador. Esta cámara, que ha sido diseñada como el agrandamiento del drenaje de las chumaceras, proporciona una gran área para eliminar la espuma y reposar un poco el aceite antes de que regrese a través del sello del lazo hacia el tanque principal de aceite de lubricación. Además, el hidrógeno que está en solución en el aceite se liberará debido a la disminución a presión atmosférica en esta cámara. El agrandamiento del drenaje de las chumaceras se ventea a través de una conexión del cliente hacia la atmósfera.

En caso de fallo del suministro de aceite de sello de la flecha, el hidrógeno pasará del generador hacia el agrandamiento del drenaje de la chumacera y será venteado hacia la atmósfera. El sello del bucle de aceite proporciona una barrera para evitar que el hidrógeno penetre en el tanque principal de aceite de lubricación.

III. Operación

A. Generalidades (Vea el diagrama de tubería del aceite de sellos y de chumaceras, así como el diagrama de tubería de control de gas.)

Sin importar si el generador está funcionando con aire o con hidrógeno es necesario, en todo momento, tener los sellos de la flecha en operación.

Cuando esté funcionando con aire, se necesita el sello de la flecha para proporcionar aceite a los anillos de sello y así evitar que se sobrecalienten y se atasquen (debido a la holgura diametral muy pequeña entre los sellos de hidrógeno y la flecha)

Cuando funciona con hidrógeno, el sello de la flecha es necesario para mantener el hidrógeno en el alojamiento del generador

B. Revisión de la Alarma de Nivel de Aceite Alto

El interruptor de la alarma de nivel de aceite alto, 71SD-1, acciona una alarma cuando hay un incremento anormal de nivel en el agrandamiento del drenaje del sello.

Para probar la operación de éste interruptor, primero cierre la válvula (74), después quite el tapón del tubo de llenado y vierta agua. Esto debe ocasionar que el flotador en el interruptor se eleve y cierre los contactos de alarma. Después de la prueba, drene el agua quitando el tapón del tubo de drenaje. Vuelva a instalar ambos tapones y abra la válvula. (74)

C. Puesta en operación de los sellos de la flecha.

Los sellos de la flecha pueden ponerse en operación y hacer los ajustes a los componentes, en cualquier momento después que los sistemas de lubricación y de aceite de sello hayan sido completamente lavados y estén listos para su operación. Los ajustes del aceite de sello *sólo* se deben realizar cuando este aceite haya sido suministrado adecuadamente desde el sistema de lubricación principal.

- Cuando se pongan los sellos en operación se deben ejecutar los siguientes pasos.
- Las válvulas V-103, V-105, V-109 y V - 108 deben estar cerradas (sin presión en la línea corriente abajo).
- En seguida las válvulas V-109 y V-105 se colocan en posición completamente abierta.
- A continuación, abra la válvula V-103 lo suficiente como para escuchar que comienza el flujo a través de la válvula reguladora (V-102).
- Una vez que se pueda leer el flujo en el medidor, abra lentamente la válvula V-103 hasta que esté completamente abierta.
- Cuando la válvula esté regulando en forma continua, abra lentamente la válvula V-108 hasta que esté completamente abierta.

El aceite del sistema principal de lubricación se proporciona a través del regulador de presión y del medidor de flujo hacia los sellos de la flecha. Si se siguen los pasos mencionados arriba se asegurará que los cambios repentinos de presión no dañarán el diafragma de la válvula piloto y/o el regulador de presión. El diafragma de la válvula principal está diseñado para una presión diferencial máxima de 125 psid (8,788 kg/cm²) y se debe tener cuidado de no exceder nunca este valor. La válvula (V-108) está en la línea de detección de presión de gas, mientras que la válvula (V-109) está en la línea de detección de presión del aceite de sello. Todas las demás válvulas en el sistema de control de aceite de sello deben estar cerradas o abiertas según se muestra en el P&ID para una operación normal. Revise para asegurarse que el aceite de sello esté fluyendo hacia los sellos. Esto lo indicará el medidor de flujo.

D. Carga del Alojamiento con Aire (Ver también el diafragma de operación de la válvula del control de gas)

Los ajustes de los componentes del control de aceite de sellos se debe realizar con la fuente de hidrógeno desconectada y la presión de aire en el alojamiento del generador. Ponga en marcha la bomba de aceite de sello. Quite el tapón del tubo de la conexión de aire de prueba / purga ubicada en el ensamble de las válvulas y admita aire seco en el alojamiento a través de esta conexión. Ajuste las válvulas de acuerdo a la ilustración o cargue el alojamiento con 15 psi (1,055 kg/cm²) de aire según se indica en el manómetro del alojamiento en el cabezal de hidrógeno y/o en el manómetro del panel de control de hidrógeno.

E. Ajuste del Regulador de Presión

NOTA

El gas en el regulador de presión diferencial o en las líneas piloto crearán inestabilidad en el sistema ocasionando una alarma o disparo. Por lo tanto, es necesario purgar todo el gas de las líneas de detección antes de los ajustes de presión diferencial para asegurar el óptimo desempeño de la válvula reguladora.

Ajuste la válvula reguladora de presión diferencial operada por piloto para mantener la presión del aceite de sellos de la flecha conforme se lee en el manómetro de presión diferencial, 63SDG-1 a 5,5 psi (0,387 kg/cm²) por encima de la presión de gas de la máquina.

Para hacer el presente ajuste, retire el tapón del tornillo de ajuste de la válvula piloto y afloje la tuerca hexagonal. Para incrementar la presión diferencial gire el tornillo de ajuste en sentido de las manecillas del reloj; para disminuir la presión diferencial gire el tornillo de ajuste en sentido contrario al de las manecillas del reloj.

Se debe observar que mientras el regulador de presión diferencial mantiene una constante diferencial de alrededor de 5,5 psi (0,387 kg/cm²) por encima del rango completo de presión del gas del alojamiento, se pueden requerir pequeños ajustes manuales en algunas presiones de operación.

F. Ajuste de los Interruptores de Presión del Aceite de Sello

Los interruptores de presión diferencial del aceite de sellos se ajustan a:

1. (BAJA) Activa una alarma en el panel del anunciador cuando la presión diferencial del aceite de sellos cae a 4,5 psi (0,316 kg/cm²) aproximadamente (interruptor de presión 63SA-1).
2. (MUY BAJA) Ponga en Marcha la bomba de emergencia de CD del aceite de sellos, comience la secuencia automática de purga y se activará la a alarma en el panel del anunciador cuando la presión diferencial del aceite de sello caiga a 3,5 psi (0,246 kg/cm²) aproximadamente (interruptor de presión redundante 63ST-1A y 63STR-1B).

Para ajustar el interruptor de presión 63SA-1, cierre la válvula (V-114) y abra ligeramente la válvula (13A-1 ó 13B-1) hasta que el manómetro (63SDG-1) muestre 4,5 psi (0,316 kg/cm²) por encima de la presión de gas de la máquina. Realice cualquier ajuste interno necesario para que el interruptor de presión 63SA-1 accione los contactos siempre que esta presión diferencial se haya alcanzado.

Reduzca la presión de aceite de sellos en el manómetro 63SDG-1 a 3,5 psi (0,246 kg/cm²) por encima de la presión del gas de la máquina. Ajuste los interruptores de presión redundante 63ST-1A y 63ST-1B para accionar sus contactos a esta presión.

Cuando la bomba de emergencia de aceite de sellos ha entrado en servicio, funcionará durante 30 minutos y después se apagará automáticamente.

G. Revisión del Flujo del Aceite de Sellos de la Flecha

La cantidad total de aceite que pasa a través de los sellos de la flecha se puede determinar si se lee el medidor de flujo. Los valores de flujo deben ser iguales o menores a aquellos proporcionados en la hoja de Datos de Diseño de Hidrógeno.

NOTA

El sistema de lubricación principal deberá proporcionar aceite a los sellos adecuadamente durante la siguiente revisión de los flujos de aceite de sellos.

El flujo de aceite de sellos del lado de hidrógeno se determina drenando desde la válvula (V-106) a un contenedor medidor durante un período de tiempo fijo. Esto se puede realizar haciendo una derivación de la trampa de flotador cerrando las válvulas (V-110) y (V-125) y abriendo las válvulas (V-106, V-107, V-111). Utilice la válvula de estrangulamiento (V-124) para mantener el nivel en la mirilla graduada entre las válvulas (V-107, V-111) a, aproximadamente, la mitad durante el período de medición.

Un método alternativo para determinar el flujo de aceite de sellos del lado de hidrógeno es cerrar la válvula (V-123) y drenar lentamente el aceite de la trampa de flotador abriendo la válvula (V-106) manteniendo el nivel de aceite en la mirilla de la trampa de flotador.

El flujo total a través del medidor de flujo, menos el flujo del lado de hidrógeno después de la válvula (V-106) es igual al flujo del lado de aire.

Después de la medición del flujo, todas las válvulas deben regresar a sus posiciones de operación normal según el diagrama.

H. Línea de Venteo de la Trampa de Flotador

La válvula (V-122) normalmente permanece abierta y se cierra sólo cuando es necesario aislar la trampa de flotador para darle servicio.

I. Operación a Presiones Reducidas de Gas

Puede ser necesaria la operación con la derivación de la trampa de flotador abierta cuando se opera con bajas presiones de gas en el alojamiento del generador con el fin de evitar la inundación del agrandamiento del drenaje de sellos. Cuando la presión de gas en el alojamiento del generador esté baja, a 5 psig (0,352 kg/cm²) o menos aproximadamente, la presión de gas en el agrandamiento del drenaje de sellos puede no ser suficiente para superar la fricción en la tubería entre el agrandamiento del drenaje de sellos y el de las chumaceras y se puede dar la inundación del agrandamiento del drenaje de sellos. Conforme las presiones de gas del alojamiento se acumulan hasta 5 psiu (0,352 kg/cm²), la válvula de derivación (V-124) debe cerrarse con la finalidad de que el gas no penetre en el agrandamiento del drenaje de las chumaceras. La derivación se lleva a cabo mediante la operación de las válvulas (V-110, V-111, V-107, V-124) según se describe en el párrafo III. G

Página dejada en blanco intencionalmente



GE Power Systems

*General Electric Company
One River Road, Schenectady, NY 12345 EUA
518 • 385 • 2211 TX: 145354*

8

7

6

5

4

3

D

211D5807

SH 1

REV B

1

NOTES:

- THIS IS A TYPICAL DIAGRAMMATIC DRAWING WHICH SHOWS THE GENERAL RELATIONSHIP OF THE VARIOUS COMPONENTS OF THE GAS CONTROL SYSTEM AND THE SEAL OIL SYSTEM. THE H2 CONTROL ASSEMBLY, CONTROL VALVES, PURGING VALVES, ONE LIQUID LEVEL DETECTOR (71SD-1) AND THE H2 SEAL OIL EQUIPMENT ARE PACKAGED IN THE GENERATOR CAB ASSEMBLY. EXCEPT WHERE OTHERWISE NOTED.
- THE CUSTOMER SHALL SUPPLY AND INSTALL PIPING MARKED ----.
- REMOVE PIPE SECTION "A" AND "B" AND ASSEMBLE BLANKING FLANGES TO GAS SUPPLY SIDE WHEN GENERATOR IS DEGASSED.
- ALL VALVES ON THIS DRAWING ARE SUPPLIED BY GE. ANY VALVES PROVIDED FOR INSTALLATION IN LINES MARKED --- WILL BE CARBON STEEL BODY AND HAVE SW ENDS.
- FOR CORRECT PURGING OPERATION, CO2 SUPPLY MUST BE MAINTAINED AT 50°F TO 110°F (10°C TO 43.3°C).
- OPTIONAL BULK FEED HYDROGEN GAS PRESSURE TO BE 125 PSIG (8.79 KG/CM²) MAXIMUM. OPTIONAL BULK FEED CARBON DIOXIDE GAS PRESSURE TO BE 125 PSIG (8.79 KG/CM²) MAXIMUM. THE BULK FEED CONNECTION MUST BE LOCATED DOWNSTREAM OF THE BOTTLE MANIFOLDS. THE HYDROGEN AND CARBON DIOXIDE BULK FEED SYSTEMS MUST INCORPORATE PRESSURE REGULATION AND PRESSURE RELIEF UPSTREAM OF BOTH HYDROGEN CONTROL AND PURGING VALVE ASSEMBLIES. RELIEF VALVES 59 AND 76 ARE SIZED TO ADEQUATELY RELIEVE PRESSURE FROM GE DESIGNED BOTTLE MANIFOLDS.
- REFER TO THE OUTLINE, GT PKG CONN-PP (MLI-0313) FOR PIPING TERMINAL POINT LOCATIONS.
- LIQUID LEVEL DETECTOR (71WG-1 & 2) AS PROVIDED BY GE IS SHIPPED LOOSE WITH A 72.00 INCH (1778.0) LENGTH OF 1.00 INCH (25.4) PIPE. IT IS TO BE FIELD MOUNTED AND PIPED TO THE 1.00 INCH FNPT GLD CONNECTION. REFER TO OUTLINE DRAWING, MPL ITEM 61D, FOR FURTHER INSTRUCTION.
- DESIGN CONDITIONS FOR HSF-1 ARE AS FOLLOWS:
FLUID TYPE: OIL
NORMAL PRESSURE: 75 PSIG (5.27 KG/CM²)
NORMAL TEMPERATURE: 130°F (54°C) TO 165°F (73.9°C)
NORMAL FLOW: 14 GPM (53 LPM) TO 41 GPM (155.2 LPM)
MAXIMUM PRESSURE: 118 PSIG (8.30 KG/CM²)
MAXIMUM TEMPERATURE: 200°F (93.3°C)
MAXIMUM FLOW: 83 GPM (314.19 LPM)
- BEARING DRAIN ENLARGEMENT (BDE) AND BDE LOOP SEAL ARE SHOWN ON GAS TURBINE LUBE OIL SYSTEM SCHEMATIC MLI-0416. THE BDE AND BDE LOOP SEAL ARE SHIPPED LOOSE WITH THE GENERATOR.
- THE (SODE) IS ONE TANK WITH AN INTERNAL PARTITION SEPARATING THE TURBINE END (TE) SEAL DRAIN FROM THE COLLECTOR END (CE) SEAL DRAIN.
- COMMERCIALY AVAILABLE CONTINUOUS WEIGHING SYSTEMS, WITH ALARMS, ARE RECOMMENDED FOR CYLINDER TYPE STORAGE SYSTEMS TO ENSURE A SUFFICIENT QUANTITY OF CO2 IS AVAILABLE TO PERFORM A PURGE OF THE GENERATOR, AS OUTLINED BY DOCUMENT GEK 107092.
- REFER TO THE GENERATOR MECHANICAL OUTLINE (MPL-A1B) FOR FURTHER INSTRUCTIONS.
- REFER TO COOLING WATER SCHEMATIC (MLI-0420) FOR THE COOLING WATER REQUIREMENTS OF INTERFACE POINTS CW109 AND CW110.
- CONNECTION LEO70 IS FOR CONTROL AIR AND CONTROL PANEL PURGING. IT SHOULD BE CONNECTED TO A PROTECTIVE PURGE GAS SUPPLY PER NFPA-496. IT SHOULD RECEIVE INSTRUMENT QUALITY AIR WITH A MINIMUM OF 70 PSIG (4.92 KG/CM²) AND A MAXIMUM OF 120 PSIG (8.44 KG/CM²) OF AIR PRESSURE. THE PURGE GAS REGULATOR SHOULD BE SET AT 6" W.C. GAUGE.
- VALVE HV-29961 IS TO BE LEFT OPEN FOR CONTINUOUS PURGING OF THE GAS DRYERS CONTROL BOX. THE PURGING/PRESSURIZING OF THE CONTROL BOX PROTECTS IT BY REDUCING THE CONCENTRATION OF HAZARDOUS GASES AND VAPORS INITIALLY PRESENT TO A SAFE LEVEL BY MAINTAINING A POSITIVE PRESSURE IN THE ENCLOSURE. THE PURGE FLOW RATE SHOULD BE APPROXIMATELY 1.8 SCFM (50.97 LPM).

REVISIONS			
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
A	UPDATED REV STATUS. CE20344 R.B.THURESSON	05-12-06	RBT
B	ADDED INTERFACE POINTS LEO21 & LEO23 (B-5). CE23215 R.B.THURESSON	06-10-23	RBT

REVISE ON CAD ONLY
UG PART: 211D5807P0001

INTERFACE POINT NAME	DWG_ZONE/ SHT NO.	FLUID TYPE	LINE NAME	CONNECTION DESCRIPTION	INTERFACE TYPE
LE002	C-3/SH 4	CO2	GCO-2	CO2 FEED TO GAS VALVES	GEPGE-OTHERS
LE003	C-7/SH 4	H2	GHF-4	H2 FEED TO GAS VALVES	GEPGE-OTHERS
LE016	B-3/SH 3	H2/CO2/AIR	GFS-3	H2 GAS DRYER TO GENERATOR	GEPGE-OTHERS
LE018	B-3/SH 3	H2/CO2/AIR	GFP-3	GENERATOR TO H2 GAS DRYER	GEPGE-OTHERS
LE019	C-1/SH 3	H2/CO2/AIR	VENT-4	H2 GAS DRYER TO VENT	GEPGE-OTHERS
LE019A	C-2/SH 3	H2/CO2/AIR	VENT-4	H2 GAS DRYER TO VENT	GEPGE-OTHERS
LE020	B-3/SH 3	CO2	GCO-4	GAS CONTROL VALVES TO DRYER	GEPGE-OTHERS
LE021	B-5/SH 4	CO2	GCO-1	CO2 BOTTLE MANIFOLD TO VALVES	GEPGE-OTHERS
LE023	B-7/SH 4	H2	GHF-2	H2 BOTTLE MANIFOLD TO VALVES	GEPGE-OTHERS
LE035	C-2/SH 3	H2/OIL	GLD	GENERATOR DRAIN	GEPGE-OTHERS
LE035A	C-2/SH 3	H2/OIL	GLD	GENERATOR DRAIN	GEPGE-OTHERS
LE040	C-3/SH 3	H2/CO2/AIR	GFP-3	GENERATOR TO H2 GAS DRYER	GEPGE-OTHERS
LE041	C-3/SH 3	H2/CO2/AIR	GFS-3	H2 GAS DRYER TO GENERATOR	GEPGE-OTHERS
LE054	C-2/SH 3	H2/OIL	GLD	GENERATOR DRAIN	GEPGE-GEPGE
LE060	B-5/SH 3	H2	GFST	GENERATOR FAN SUCTION	GEPGE-GEPGE
LE061	B-5/SH 3	H2	GFPT	GENERATOR FAN PRESSURE	GEPGE-GEPGE
LE070	B-2/SH 3	AIR	-	INSTRUMENT AIR TO DRYER	GEPGE-OTHERS
CW109	B-1/SH 3	WATER	-	COOLING WATER IN	GEPGE-OTHERS
CW110	B-1/SH 3	WATER	-	COOLING WATER OUT	GEPGE-OTHERS

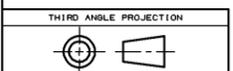
1	PIPING SYMBOLS	354A3215
IT.	NOMENCLATURE	IDENT
LIST OF COMPLEMENTARY DOCUMENTS		

B	A	-	B	REV	REV STATUS OF SHEETS
4	3	2	1	SH	

© COPYRIGHT 2005 GENERAL ELECTRIC COMPANY

PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED DIMENSIONS ARE IN INCHES TOLERANCES ON: 2 PL DECIMALS ± 3 PL DECIMALS ± ANGLES ± FRACTIONS ±	SIGNATURES DRAWN R.B.THURESSON CHECKED R.B.THURESSON ENGRG ROBERT REID ENGRG ISSUED R.B.THURESSON	DATE 05-12-02 05-12-02 05-12-02 05-12-05	GE Power Generation GENERAL ELECTRIC COMPANY GENERATOR Schenectady, NY
P & ID (GENERATOR SYSTEMS)			FIRST MADE FOR 7FH2 G2FA
SIM TO: NONE		SCALE: NONE	SHEET 1 DIST TO



8 DT-2N

7

6

5

4

3

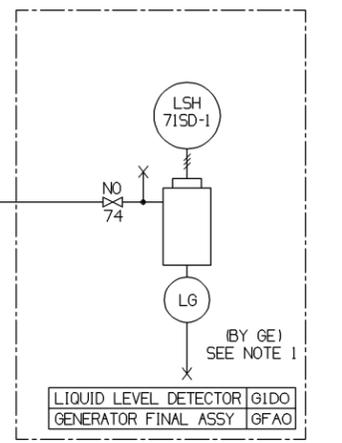
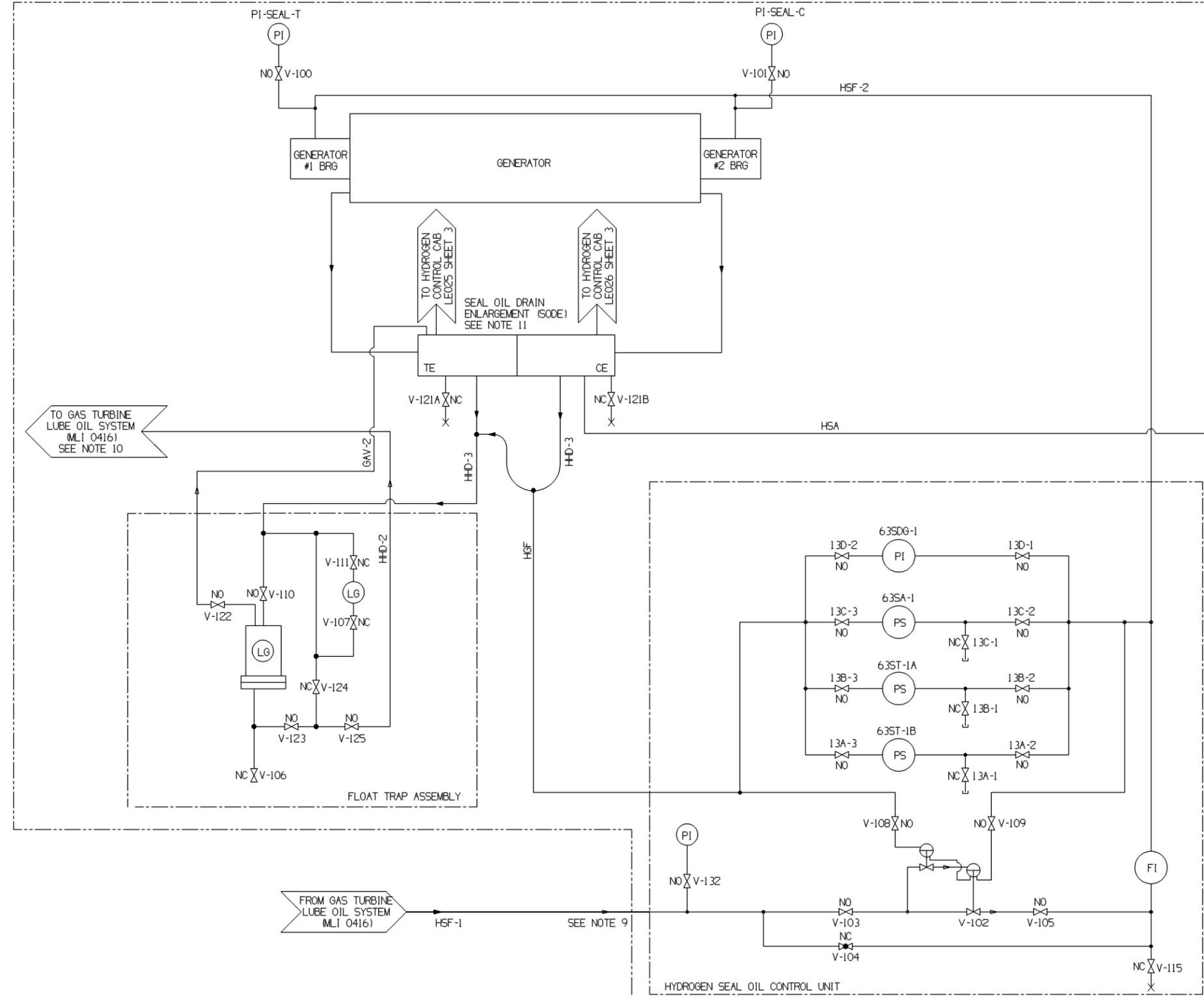
2 337X388

AF 3D

1

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED

REVISE ON CAD ONLY
UG PART: 211D5807P0001



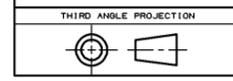
OUTLINE, GEN MECHANICAL	AIBO
PPG ARR, LUBO FEED & DRAIN LOAD	0906
GENERATOR FINAL ASSY	GFAO

© COPYRIGHT 2005 GENERAL ELECTRIC COMPANY

PROPRIETARY INFORMATION—THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.

GENERAL ELECTRIC COMPANY GE Power Generation	SIZE D	CAGE CODE	DWG NO 211D5807
DRAWN R.B.THURESSON	SCALE	SHEET 2	DISTR TO

HYDROGEN SEAL OIL SYSTEM



8

7

6

5

4

3

2

1

D

C

B

A

D

C

B

A

8

7

6

5

4

3

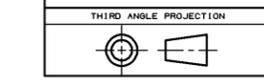
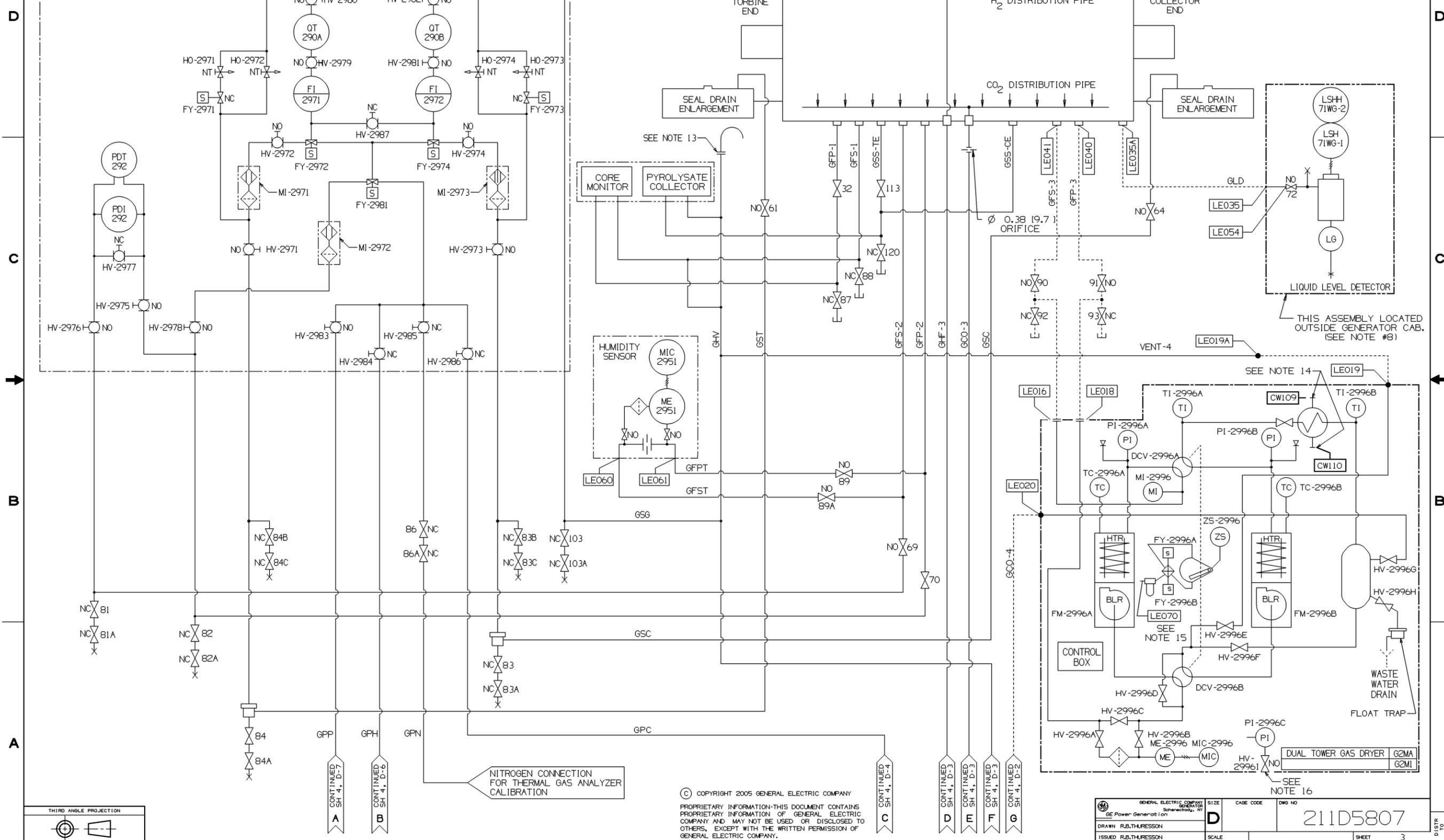
SIZE D DWG NO 211D5807 SH 3 REV A

1

HYDROGEN CONTROL ASSEMBLY G1H0 G2E0

REVISIONS			
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
A	ADDED CORE MONITOR (C-5), CE20344 R.B.THURESSON	05-12-06	RBT

REVISE ON CAD ONLY UG PART: 211D5807P001



NITROGEN CONNECTION FOR THERMAL GAS ANALYZER CALIBRATION

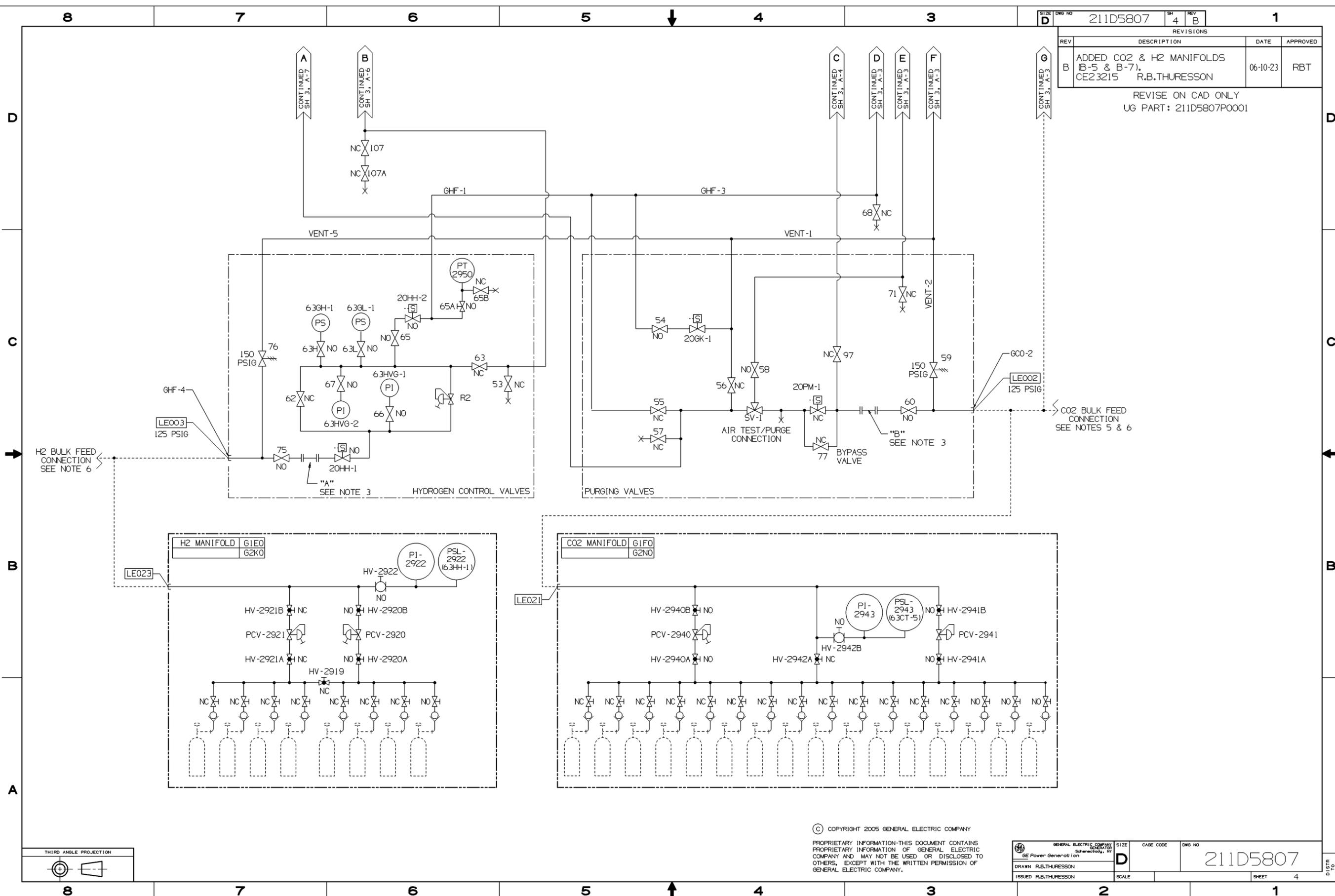
© COPYRIGHT 2005 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.

GENERAL ELECTRIC COMPANY GE Power Generation Schenectady, NY	SIZE D	CAGE CODE	DWG NO 211D5807
DRAWN R.B.THURESSON	SCALE	SHEET 3	
ISSUED R.B.THURESSON			

01509

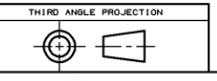
REVISIONS			
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
B	ADDED CO2 & H2 MANIFOLDS (B-5 & B-7). CE23215 R.B.THURESSON	06-10-23	RBT

REVISE ON CAD ONLY
UG PART: 211D5807P0001



H2 BULK FEED CONNECTION SEE NOTE 6

CO2 BULK FEED CONNECTION SEE NOTES 5 & 6

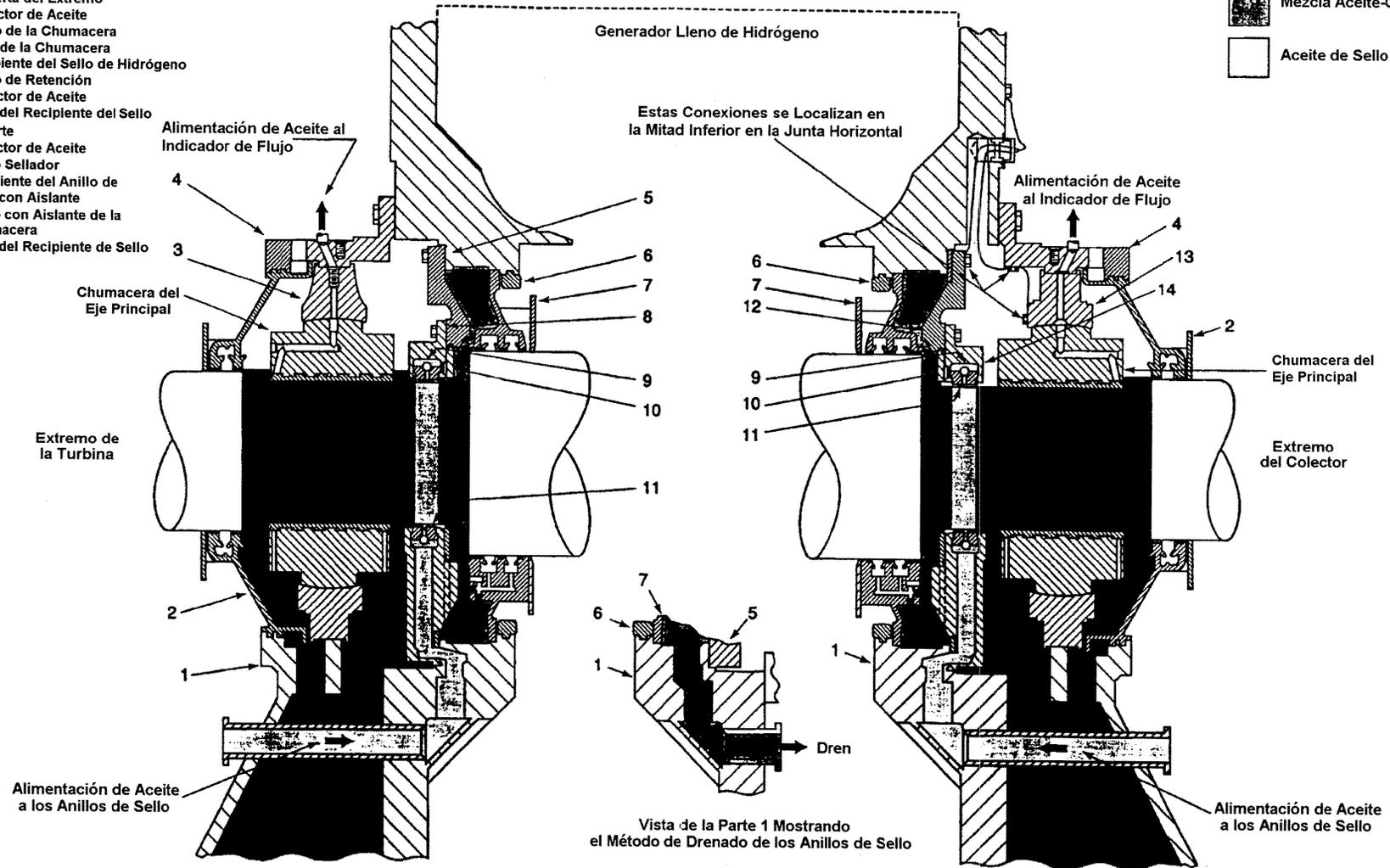
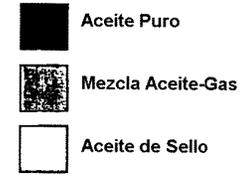


© COPYRIGHT 2005 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.

GENERAL ELECTRIC COMPANY GE Power Generation Schematics/HV	SIZE D	CAGE CODE	DWG NO 211D5807
DRAWN R.B.THURESSON	SCALE	SHEET 4	
ISSUED R.B.THURESSON			

Nomenclatura

1. Cubierta del Extremo
2. Deflector de Aceite
3. Anillo de la Chumacera
4. Tapa de la Chumacera
5. Recipiente del Sello de Hidrógeno
6. Anillo de Retención
7. Deflector de Aceite
8. Tapa del Recipiente del Sello
9. Resorte
10. Deflector de Aceite
11. Anillo Sellador
12. Recipiente del Anillo de Sello con Aislante
13. Anillo con Aislante de la Chumacera
14. Tapa del Recipiente de Sello



ESTA PAGINA SE DEJA INTENCIONADAMENTE EN BLANCO

SIZE	DWG NO	SH	REV
A	360A8963	2	-



C411 - HYDROGEN SYSTEM DATA

Model 7FH2 Leads Up

US Measurement Units

Size: 89 x 168

GAS SUPPLY DATA (at generator cab external connections)

Minimum hydrogen supply gas requirements (CGA Standard G-5.3)	Type 1, Grade B
Minimum purity of carbon dioxide supply	99%
Minimum bulk carbon dioxide supply pressure for manual purge	10 psig
Minimum bulk hydrogen supply pressure above casing hydrogen pressure	10 psi

GENERATOR GAS VOLUME DATA (gas volume data is standardized to 1 atm pressure, 25 C temperature)

Gas space in generator casing	2235 ft ³
Carbon dioxide required for removing Air from casing (70% purity) (1.25 x)	2794 ft ³
Carbon dioxide required for removing Hydrogen from casing (>95% purity) (2 x)	4470 ft ³
Total carbon dioxide required for air and hydrogen purge (3.25 x)	7264 ft ³

	<u>Incremental</u>	<u>Cumulative</u>
Hydrogen required to fill casing to 90% purity at 0.5 psig from 70% CO ₂ (1.75x)	3912 ft ³	3912 ft ³
Hydrogen required to increase casing pressure from 0.5 to 15 psig (1 x)	2235 ft ³	6147 ft ³
15 to 30 psig (1 x)	2235 ft ³	8382 ft ³
30 to 45 psig (1 x)	2235 ft ³	10617 ft ³

HYDROGEN CONSUMPTION DATA

<u>Casing Pressure</u>	<u>Expected / Max</u>
0.5 psig	50 / 300 ft ³ /day
15 psig	150 / 400 ft ³ /day
30 psig	200 / 500 ft ³ /day
45 psig	300 / 600 ft ³ /day
stand-still or turning gear operation at 2-5 psig	100 ft ³ /day

CASING PURITY Minimum hydrogen purity in generator casing for normal operation: 98.0 %

AUXILIARIES DESIGN INFORMATION

If GE provides bottle manifolds, then the bottle connections will be per American Standard B57.1 (Canadian B96), which states that fittings shall be: CGA-350 for H₂ , CGA-320 for CO₂

GE does not provide bottles. Recommended bottle sizes are

DOT spec 3AA-2400 (9 inch (230 mm) diameter x 55 inches (1400 mm) tall with 1.75 ft³ (0.050 m³), and
 DOT spec 3AA-2265 (9 inch (230 mm) diameter x 51 inches (1300 mm) tall with 1.55 ft³ (0.044 m³).

CO₂ bottles shall not have siphon tubes (only have gas-phase in piping), CO₂ bottles must be available at 50 F (10 C) temperature minimum (very important) and 110 F (43.5 C) maximum, CO₂ must be available after a loss of AC Power.

For pressure device settings on GE provided equipment, see the applicable GEK, GE device list, or GE drawing.

 * POSCO GAS TUREINE GENERATOR 337X033 *

GE Power Generation SCHENECTADY, NY	GENERAL ELECTRIC COMPANY A	SIZE A	CAGE CODE	DWG NO 360A8963
DRAWN 				SHEET 2
ISSUED	SCALE			



SIZE A	DWG NO 360A8963	SH 3	REV -
-----------	--------------------	---------	----------



C411 - HYDROGEN SYSTEM DATA

Model 7FH2-Leads Up

Metric Units with bar's

Size: 86 x 168

GAS SUPPLY DATA (at generator cab external connections)

Minimum hydrogen supply gas requirements (CGA Standard G-5.3)	Type 1, Grade B
Minimum purity of carbon dioxide supply	99%
Minimum bulk carbon dioxide supply pressure for manual purge	0.69 bar-g
Minimum bulk hydrogen supply pressure above casing hydrogen pressure	0.69 bar

GENERATOR GAS VOLUME DATA (gas volume data is standardized to 1 atm pressure, 25 C temperature)

Gas space in generator casing	63.5 m ³
Carbon dioxide required for removing Air from casing (70% purity) (1.25 x)	79 m ³
Carbon dioxide required for removing Hydrogen from casing (>95% purity) (2 x)	126.5 m ³
Total carbon dioxide required for air and hydrogen purge (available prior to initial purge) (3.25 x)	205.5 m ³

	<u>Incremental</u>	<u>Cumulative</u>
Hydrogen required to fill casing to 90% purity at 0.034 bar-g from 70% CO ₂ (1.75 x)	111 m ³	111 m ³
Hydrogen required to increase casing pressure from 0.034 to 1.03 bar-g (1 x)	63.5 m ³	174.5 m ³
1.03 to 2.07 bar-g (1 x)	63.5 m ³	238 m ³
2.07 to 3.10 bar-g (1 x)	63.5 m ³	301.5 m ³

HYDROGEN CONSUMPTION INFORMATION

	<u>Casing Pressure</u>	<u>Expected / Max</u>
	0.034 bar-g	1.4 / 8.5 m ³ /day
	1.03 bar-g	4.2 / 11.3 m ³ /day
	2.07 bar-g	5.7 / 14.2 m ³ /day
	3.10 bar-g	8.5 / 17.0 m ³ /day
stand-still or turning gear operation at 0.14 to 0.34 bar-g		2.8 m ³ /day

CASING PURITY Minimum hydrogen purity in generator casing for normal operation: 98.0 %

AUXILIARIES DESIGN INFORMATION

If GE provides bottle manifolds, then the bottle connections will be per American Standard B57.1 (Canadian B96), which states that fittings shall be: CGA-350 for H₂ , CGA-320 for CO₂

GE does not provide bottles. Recommended bottle sizes are
 DOT spec 3AA-2400 (9 inch (230 mm) diameter x 55 inches (1400 mm) tall with 1.75 ft³ (0.050 m³)), and
 DOT spec 3AA-2265 (9 inch (230 mm) diameter x 51 inches (1300 mm) tall with 1.55 ft³ (0.044 m³)).

CO₂ bottles shall not have siphon tubes (only have gas-phase in piping), CO₂ bottles must be available at 50 F (10 C) temperature minimum (very important) and 110 F (43.5 C) maximum, CO₂ must be available after a loss of AC Power.

For pressure device settings on GE provided equipment, see the applicable GEK, GE device list, or GE drawing.

 * POSCO GAS TURBINE GENERATOR 337X039 *

GE Power Generation GENERAL ELECTRIC COMPANY SCHENECTADY, NY	SIZE A	CAGE CODE	DWG NO 360A8963
DRAWN 	SCALE		SHEET 3
ISSUED			



SIZE	DWG NO	SH	REV
A	360A8963	4	-



C411 - HYDROGEN SYSTEM DATA

Model 7FH2-Leads Up

Metric Units with kPa's

Size: 89 x 168

GAS SUPPLY DATA (at generator cab external connections)

Minimum hydrogen supply gas requirements (CGA Standard G-5.3)	Type 1, Grade B
Minimum purity of carbon dioxide supply	99%
Minimum bulk carbon dioxide supply pressure for manual purge	69 kPa-g
Minimum bulk hydrogen supply pressure above casing hydrogen pressure	69 kPa

GENERATOR GAS VOLUME DATA (gas volume data is standardized to 1 atm pressure, 25 C temperature)

Gas space in generator casing	63.5 m ³
Carbon dioxide required for removing Air from casing (70% purity) (1.25 x)	79 m ³
Carbon dioxide required for removing Hydrogen from casing (>95% purity) (2 x)	126.5 m ³
Total carbon dioxide required for air and hydrogen purge (available prior to initial purge) (3.25 x)	205.5 m ³

	Incremental	Cumulative
Hydrogen required to fill casing to 90% purity at 3.4 kPa-g from 70% CO ₂ (1.75 x)	111 m ³	111 m ³
Hydrogen required to increase casing pressure from 3.4 to 103 kPa-g (1 x)	63.5 m ³	174.5 m ³
103 to 207 kPa-g (1 x)	63.5 m ³	238 m ³
207 to 310 kPa-g (1 x)	63.5 m ³	301.5 m ³

HYDROGEN CONSUMPTION INFORMATION

Casing Pressure	Expected / Max
3.4 kPa-g	1.4 / 8.5 m ³ /day
103 kPa-g	4.2 / 11.3 m ³ /day
207 kPa-g	5.7 / 14.2 m ³ /day
310 kPa-g	8.5 / 17.0 m ³ /day
stand-still or turning gear operation at 14 to 34 kPa-g	2.8 m ³ /day

CASING PURITY Minimum hydrogen purity in generator casing for normal operation: 98.0 %

AUXILIARIES DESIGN INFORMATION

If GE provides bottle manifolds, then the bottle connections will be per American Standard B57.1 (Canadian B96), which states that fittings shall be: CGA-350 for H₂, CGA-320 for CO₂.

GE does not provide bottles. Recommended bottle sizes are DOT spec 3AA-2400 (9 inch (230 mm) diameter x 55 inches (1400 mm) tall with 1.75 ft³ (0.050 m³), and DOT spec 3AA-2265 (9 inch (230 mm) diameter x 51 inches (1300 mm) tall with 1.55 ft³ (0.044 m³).

CO₂ bottles shall not have siphon tubes (only have gas-phase in piping), CO₂ bottles must be available at 50 F (10 C) temperature minimum (very important) and 110 F (43.5 C) maximum, CO₂ must be available after a loss of AC Power.

For pressure device settings on GE provided equipment, see the applicable GEK, GE device list, or GE drawing.

 * POSCO GAS TURBINE GENERATOR 337X033

GE Power Generation	GENERAL ELECTRIC COMPANY SCHENECTADY, NY	SIZE A	CAGE CODE	DWG NO 360A8963
	DRAWN <i>Paul Dahn</i>	ISSUED	SCALE	SHEET 4



SIZE	DWG NO	SH	REV
A	360A8963	5	-



C411 - HYDROGEN SYSTEM DATA

Model 7FH2-Leads Up Metric Units with kg/cm²s Size: 89 x 168

GAS SUPPLY DATA (at generator cab external connections)

Minimum hydrogen supply gas requirements (CGA Standard G-5.3)	Type 1, Grade B
Minimum purity of carbon dioxide supply	99%
Minimum bulk carbon dioxide supply pressure for manual purge	0.70 kg/cm ² -g
Minimum bulk hydrogen supply pressure above casing hydrogen pressure	0.70 kg/cm ²

GENERATOR GAS VOLUME DATA (gas volume data is standardized to 1 atm pressure, 25 C temperature)

Gas space in generator casing	63.5 m ³
Carbon dioxide required for removing Air from casing (70% purity) (1.25 x)	79 m ³
Carbon dioxide required for removing Hydrogen from casing (>95% purity) (2 x)	126.5 m ³
Total carbon dioxide required for air and hydrogen purge (available prior to initial purge) (3.25 x)	205.5 m ³

	Incremental	Cumulative
Hydrogen required to fill casing to 90% purity at 0.035 kg/cm ² -g from 70% CO ₂ (1.75 x)	111 m ³	111 m ³
Hydrogen required to increase casing pressure from 0.035 to 1.06 kg/cm ² -g (1 x)	63.5 m ³	174.5 m ³
1.06 to 2.11 kg/cm ² -g (1 x)	63.5 m ³	238 m ³
2.11 to 3.17 kg/cm ² -g (1 x)	63.5 m ³	301.5 m ³

HYDROGEN CONSUMPTION INFORMATION

	Casing Pressure	Expected / Max
	0.035 kg/cm ² -g	1.4 / 8.5 m ³ /day
	1.06 kg/cm ² -g	4.2 / 11.3 m ³ /day
	2.11 kg/cm ² -g	5.7 / 14.2 m ³ /day
	3.17 kg/cm ² -g	8.5 / 17.0 m ³ /day
stand-still or turning gear operation at 0.14 to 0.35 kg/cm ² -g		2.8 m ³ /day

CASING PURITY Minimum hydrogen purity in generator casing for normal operation: 98.0 %

AUXILIARIES DESIGN INFORMATION

If GE provides bottle manifolds, then the bottle connections will be per American Standard B57.1 (Canadian B96), which states that fittings shall be: CGA-350 for H₂, CGA-320 for CO₂.

GE does not provide bottles. Recommended bottle sizes are DOT spec 3AA-2400 (9 inch (230 mm) diameter x 55 inches (1400 mm) tall with 1.75 ft³ (0.050 m³), and DOT spec 3AA-2265 (9 inch (230 mm) diameter x 51 inches (1300 mm) tall with 1.55 ft³ (0.044 m³).

CO₂ bottles shall not have siphon tubes (only have gas-phase in piping), CO₂ bottles must be available at 50 F (10 C) temperature minimum (very important) and 110 F (43.5 C) maximum, CO₂ must be available after a loss of AC Power.

For pressure device settings on GE provided equipment, see the applicable GEK, GE device list, or GE drawing.

 POSCO GAS TURBINE GENERATOR 337X033 *

GENERAL ELECTRIC COMPANY GE Power Generation SCHENECTADY, NY	SIZE A	CAGE CODE	DWG NO 360A8963
DRAWN <i>Paul D...</i>	SCALE	SHEET	5
ISSUED			





Sistemas de fuerza GE
Generador

Sistema de enfriamiento por hidrógeno

Generador 7FH₂

Estas instrucciones no pretenden cubrir todos los detalles o variaciones en el equipo ni los proporciona para cada posible contingencia a satisfacer en conexión con la instalación, la operación o el mantenimiento. Si se deseara información posterior o si surgieran problemas particulares que no estén suficientemente cubiertos para los propósitos del comprador, debe remitirse dicho asunto a la Compañía GE.

I. INTRODUCCION

Estas instrucciones cubren las principales características del generador que inciden en el uso del hidrógeno en lugar del aire como el medio de enfriamiento. Son suplementarias a las instrucciones dadas para la instalación, operación y mantenimiento de los grupos electrógenos.

II. VENTAJAS DEL ENFRIAMIENTO HIDRAULICO

El hidrógeno se utiliza en lugar del aire como agente de enfriamiento debido principalmente a su baja densidad y a sus propiedades de enfriamiento superiores. Como su densidad es aproximadamente 1/14 de la densidad del aire a una temperatura y presión dadas, el uso del hidrógeno reduce las pérdidas por fricción del aire de una máquina rotatoria a una pequeña fracción de las pérdidas que se encuentran cuando se trabaja con aire. Para una máquina de alta velocidad como es un grupo electrógeno, esto da como resultado un aumento en la eficiencia de carga total entre 1/2 y un 1%. El hidrógeno tiene una conductividad térmica de aproximadamente 7 veces la del aire y su capacidad para transferir calor a través de convección forzada es aproximadamente un 50% mejor que el aire. Esto permite una reducción de aproximadamente un 20% de la cantidad de material activo que se requiere en la construcción de un generador de una salida dada y para una elevación de temperatura dada en los devanados.

La vida del generador se aumenta por la operación con hidrógeno. Esto se debe a que la construcción encerrada evita la entrada de humedad y suciedad en los devanados y en los conductos de ventilación. También, con hidrógeno prácticamente no hay deterioro del aislamiento del inducido debido al efecto de corona.

Como pueden obtenerse una salida adicional de kilovoltios-amperios mediante el incremento de la presión de hidrógeno, los generadores 7FH₂ tienen una capacidad nominal de presión de hidrógeno máxima de 310 kPa (manométricas) [(45 psig) (3,16 kg/cm²) (manométricos)]. Con presiones aumentadas, el hidrógeno se hace más denso y esto mejora su capacidad de absorber y eliminar calor. Como resultado, se puede llevar una carga adicional sin aumento en la elevación de temperatura en los devanados. También, el aumento de presión del hidrógeno permite la operación en carga normal con la temperatura del agua suministrada al enfriador de gas en exceso de lo normal. En general, se puede obtener un aumento en la salida de kilovoltios-amperios de aproximadamente un 1% con aproximadamente un 1% por cada (6,9-kPa) 1 psi (70 g/cm²) de aumento en la presión del hidrógeno hasta 103 kPa (manométricas) [a 15 psig (1,05 kg/cm²) (manométricos)] mientras que para presiones entre 103 y 207 kPa (man.) [(15 y 30 psig) (1,05 a 2,11 kg/cm²) (man.)], puede obtenerse un aumento en la salida de aproximadamente 1/2% por 6,9 kPa (1 psi) (70 g/cm²) de aumento en presión. Para la operación a la salida nominal con temperaturas del agua de enfriamiento en exceso de lo normal, es permisible aumentar la temperatura del agua de admisión en aproximadamente 0,56°C (1°F) por cada 6,9 kPa (1 psi) (70 g/cm²) de aumento en la presión de hidrógeno hasta 103 kPa (man.) [(15 psig) (1,05 kg/cm²)]. Para presiones de hidrógeno desde 103 a 207 kPa (man) [(15 a 30 psig) (1,05 a 2,11 kg/cm²) (manométricos)], un aumento de aproximadamente 0,28°C (0,5°F) en la temperatura del agua por 6,9 kPa (1 psi) (70 g/cm²) de aumento de presión es permisible.

III. ENFRIADORES DE GAS

El gas se circula a través del generador en un sistema cerrado. El calor absorbido por el gas al pasar sobre las superficies del estator y del rotor es eliminado mientras cruza sobre los tubos de aletas de cinco enfriadores de gas que se proporcionan en el bastidor del estator. Los enfriadores, a través de los cuales circula el agua, están situados dentro de la carcasa del estator. Pueden ser configurados con sus ejes largos horizontales a lo largo del fondo del bastidor del estator. Cuando se quitan las placas de cubierta en cada extremo de los enfriadores se puede acceder a los tubos para su limpieza.

ADVERTENCIA

El servicio o reparación del enfriador mientras el generador está operando con hidrógeno en la carcasa es extremadamente peligroso y no debe intentarse.

IV. EQUIPO DE ENFRIAMIENTO POR HIDROGENO

Los artículos subsecuentes en este manual darán más detalles con relación al equipo utilizado en el enfriamiento por hidrógeno. Sin embargo, el sistema consiste básicamente de la configuración de sellado del eje y el equipo de gas.

Los componentes de sellado del eje consisten de una fuente de aceite, bombas, reguladores y un sistema de alarma.

El equipo de gas consiste de hidrógeno bajo presión, conjuntamente con los instrumentos necesarios para controlar el gas y analizar su pureza. Asociada con el equipo de hidrógeno hay una configuración donde se utiliza el dióxido de carbono, bajo presión, para purgar la carcasa del generador cuando se está cambiando de aire a hidrógeno y viceversa.

V. PRECAUCIONES DE SEGURIDAD

Bajo operación normal en hidrógeno, la atmósfera en el generador no será inflamable. Sin embargo, una mezcla de entre un 5 y un 75% de hidrógeno en el aire explotará si se enciende en un espacio cerrado. Para asegurar completa seguridad de operación del generador enfriado por hidrógeno, debe mantenerse una pureza del hidrógeno de entre un 97 y un 98% en la carcasa del mismo en todo momento, haciendo así normalmente imposible una explosión dentro de la carcasa.

Cuando se ensambla y se opera de manera apropiada, la carcasa del generador, que forma el contenedor de hidrógeno, será un encierro autoventilado, hermetizado para gas y suficientemente fuerte para limitar los efectos destructivos de una explosión del hidrógeno contenido en la armazón del generador, la carcasa y las partes encerradas.

El equipo de hidrógeno del generador está configurado de modo de proporcionar amplia ventilación para las partes de las que puede ocurrir un escape de hidrógeno a la atmósfera. Debe tenerse cuidado, sin embargo, para asegurar que a cualquier hidrógeno descargado desde las diversas válvulas que abren a la atmósfera no le sea permitido acumularse en espacios encerrados. Debe evitarse una llama abierta en la región donde el hidrógeno pueda ser descargado.

VI. OPERACION DEL GENERADOR CON AIRE

Si en cualquier momento el generador es operado con aire en lugar de hidrógeno como medio de enfriamiento, hay que conectar un suministro de aire seco a la carcasa del generador y mantener un pequeño flujo del aire hacia afuera, a través de dos líneas de evacuación para asegurar que el aceite de los sellos del eje no sea arrastrado dentro de la carcasa del generador como resultado del aumento en la succión del ventilador. Los sellos del eje tienen que ser abastecidos con aceite, así como para la operación del generador en hidrógeno, a fin de proporcionar lubricación para los anillos de sellado.

El aire seco se suministra a la unidad a través de un secador de gas (si se entrega con la unidad) o de otro equipo de secado adecuado. Debe mantenerse aproximadamente entre 6,9 y 34 kPa (manométrico) [1 y 5,0 psig (70 y 352 g/cm²) (manométricos)] de presión en la carcasa del generador cuando se esté operando con aire.



Sistemas de fuerza GE

*General Electric Company
One River Road, Schenectady, NY 12345
518 • 385 • 2211 TX: 145354*



GEK 107092a
Revisado, Enero, 2002

Sistemas de Potencia GE Generador

Sistema de Control de Gases Hidrógeno y Dióxido de Carbono Generadores Empaquetados

Estas instrucciones no pretenden cubrir todos los detalles o variaciones del equipo ni asistir en cada posible contingencia que pudiera presentarse referente a la instalación, operación o mantenimiento. En el caso de desear información adicional o de que surgiesen problemas particulares que no estén suficientemente cubiertos por los procedimientos del proveedor, el asunto deberá ser referido a GE Company.

© 1999 GENERAL ELECTRIC COMPANY

ÍNDICE

I. DESCRIPCIÓN GENERAL	5
A. Por qué enfriamiento por hidrógeno.	5
B. Peligro de explosión.....	5
C. Gas inerte intermedio	5
D. Partes esenciales del Sistema de Control de Gas.....	5
E. Almacenamiento de gas	6
F. Estación de válvulas de gas	6
II. ADVERTENCIAS CON RESPECTO AL USO DE HIDRÓGENO	6
A. Reglas generales para manejo seguro	6
B. Contaminante desconocido se asume como aire	6
C. Reglas para el manejo seguro del hidrógeno.....	8
D. Mantenimiento del equipo de hidrógeno	8
E. Zona de hidrógeno	8
III. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA DE CONTROL DE GAS	9
A. El ventilador del rotor.....	9
B. CO ₂ como gas intermedio	9
C. Tubos de distribución	9
D. Válvulas de control de gas	9
E. Detector de líquido en la carcasa.....	9
F. Sellado de ejes	9
G. Drenaje de aceite de sello	10
H. Deflectores de aceite	10
J. Flujo de gas entre cavidades	10
K. Barrido para retener la pureza del H ₂ en las cavidades de los extremos.....	10
L. Sistemas de aceite de sello al vacío	10
M. Monitoreo de pureza del gas	11
IV. EQUIPAMIENTO DE VÁLVULAS DE CONTROL DE GAS	11
A. General	11
B. Gabinete de control de hidrógeno	12
C. Válvulas de control de hidrógeno	14
D. Sistema de control de purgado	14
E. Analizador de gas de control de purgado	17
F. Detectores de líquido	17
G. Características de los distribuidores de botella.....	20
H. Características de las tuberías del sistema de gas	20
V. OPERACIÓN	21
A. Actividades del operador: Puesta en marcha	21
VI. PROCEDIMIENTO PARA OPERACIÓN	22
A. Llenado y prueba con aire (ver también Instrucción para prueba de fuga de gas).....	22
B. Remover aire y llenar con CO ₂	23
C. Remover CO ₂ y llenar con hidrógeno.....	24
D. Configurar el sistema para operación automática	25

E. Remover hidrógeno y llenar con CO ₂	25
F. Remover CO ₂ y llenar con aire.....	26
G. Apagado.....	30
H. Purgado de gas y operación normal del generador	30
J. Información general sobre purgado.....	31
K. Purgado con CO ₂	32
L. Aplicación de aire al generador	33
M. Encendido y apagado del suministro de aceite de sello	34
N. Purgado, llenado, operación normal y desgasificación de H ₂	34
O. Utilización del gabinete de control de hidrógeno durante el purgado	35
P. Ajuste de las velocidades de flujo de barrido.....	35
Q. Operación del generador a plena velocidad con aire en su interior	36
VII. RESPUESTA A LAS ALARMAS	37
A. Alarmas de baja y extremadamente baja pureza de gas del generador	38
B. Alta temperatura del gas del generador.....	39
C. Alta presión del gas del generador	39
D. Baja presión del gas del generador	39
E. Baja presión de suministro de hidrógeno	40
F. Detección de líquido	40
VIII. MANTENIMIENTO	41
A. Pruebas de detección de fugas	41
B. Mantenimiento regular.....	41
C. Mantenimiento especial	42
D. Si el gabinete de control de hidrógeno está inundado con agua	43
E. Condiciones de materiales y diseño	43
IX. OPERACIÓN Y REQUISITOS DE DISEÑO PARA EL SUMINISTRO DE GAS	
H₂ Y CO₂	43
A. Requisitos del gas utilizado en el generador	44
B. Características del gas comprimido	44
C. Botellas y reguladores de gas.....	45
D. Dióxido de carbono en tubos y válvulas	46
E. Determinación de tamaño del orificio de flujo de dióxido de carbono	48
F. El orificio de flujo de hidrógeno	48
G. Determinación de tamaño de las válvulas de regulación de presión del distribuidor	49
H. Cálculo de la cantidad de botellas de CO ₂ requeridas para purgar un generador.....	49
J. Cálculo de la cantidad de botellas de H ₂ requeridas para purgar y llenar el generador	49

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Purgado del sistema.....	27
-----------------------------------	----

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.	Sistema típico de control de gas del generador	7
Figura 2.	Detalle del transmisor del panel de indicadores	13
Figura 3a.	Montaje de válvulas de control de hidrógeno	15
Figura 3b.	Distribuidor y válvulas de control de hidrógeno	16
Figura 4a.	Montaje de válvulas de control de purgado	18
Figura 4b.	Distribuidor de control de purgado	19

I. DESCRIPCIÓN GENERAL

Este manual provee instrucciones de operación y mantenimiento para las tuberías de H₂/CO₂ y otro equipo que sea externo al generador. Los generadores en bloque son generadores con bastidores de equipo externos ajustados dentro de una unidad. Dichos generadores son 7FH2 Leads Up, 7FH2B Leads Up y 9EC.

A. Por qué hidrógeno

Los componentes interiores del generador son enfriados por convección, mediante la cual un gas transporta calor al intercambiador de calor de gas/agua. Las pérdidas de resistencia aerodinámica del generador son reducidas en gran manera cuando el hidrógeno más que el aire es el gas dentro del generador porque el hidrógeno tiene una densidad menor. Además, comparado con el aire, el hidrógeno tiene coeficientes de conductividad térmica y convección más altos. La capacidad térmica del gas del generador aumenta adicionalmente por el uso de hidrógeno presurizado. El medio ambiente sellado necesario para contener el hidrógeno tiene el beneficio secundario de conservar limpias las partes del generador.

También, el hidrógeno, más que el aire, reduce mucho el deterioro del aislamiento de la armadura causado por el efecto corona.

B. Peligro de explosión

El hidrógeno debe ser manejado cuidadosamente para prevenir una oxidación catastrófica. Las válvulas de control de gas proporcionan un medio para el manejo seguro del hidrógeno.

C. Gas inerte intermedio

Un gas inerte, dióxido de carbono, es utilizado como un gas intermedio, para que el aire y el hidrógeno no se mezclen dentro del generador. El procedimiento de purgado para el generador tiene dióxido de carbono introducido para desplazar el aire, luego hidrógeno introducido para desplazar el dióxido de carbono. El generador es luego presurizado con hidrógeno y la presión es mantenida automáticamente con una válvula de control. El generador puede permanecer presurizado con hidrógeno durante pausas cortas aún si el eje no está sobre el virador. Antes de abrir el generador para mantenimiento, el hidrógeno es despresurizado y luego se introduce dióxido de carbono para desplazar al hidrógeno. Luego se introduce aire para desplazar el dióxido de carbono y los blindajes laterales pueden ser abiertos. Durante una emergencia es importante al menos purgar el hidrógeno del generador introduciendo dióxido de carbono.

El control de gas durante las operaciones de purgado será automático o puede realizarse manualmente en la estación de válvulas de control de gas.

D. Partes esenciales del Sistema de Control de Gas

El sistema de control de gas tiene estas partes primarias:

1. Generador, con conexiones de tuberías de gas
2. Tuberías de gas con válvulas
3. Montaje de válvulas de control de gas
4. Gabinete de Control de Hidrógeno, principalmente para análisis de pureza del gas.
5. Almacenamiento de gas hidrógeno.
6. Almacenamiento de gas dióxido de carbono

7. Detectores de líquidos

La Figura 1 representa un sistema típico de control de gas del generador con todos los accesorios posibles.

E. Almacenamiento de gas

La fuente del hidrógeno o dióxido de carbono esta fuera del alcance del equipo provisto con el generador. Algunas plantas de energía eléctrica tienen sistemas de suministro a granel, algunas usan distribuidores de botella, otras tienen una combinación de los dos sistemas. GE ofrece distribuidores de botella si el cliente lo solicita y para aquellas instalaciones que usen distribuidores, se proveen instrucciones en este documento.

Los distribuidores de botella para CO₂ y H₂ pueden o no estar ubicados cerca de las válvulas de control de gas, dependiendo del diseño de la instalación.

F. Estación de válvulas de gas

Las válvulas de control de gas están ubicadas en la estación de válvulas de control de gas de la planta de energía eléctrica. Es conveniente ubicar el secador de gas (si hay alguno), detectores de líquido, trampa de flotador de drenaje de aceite de sello y otro equipo en las cercanías de las válvulas de control de gas para reducir el número de zonas de hidrógeno en la planta de energía. El gabinete de control de hidrógeno o una pantalla de pureza de gas del generador u otros medios de monitoreo de la pureza del hidrógeno deberían estar disponibles en la estación de válvulas de control de gas.

II. ADVERTENCIAS CON RESPECTO AL USO DEL HIDRÓGENO

El hidrógeno y el aire forman una mezcla altamente explosiva si las concentraciones están entre 4.1% y 74.2% de hidrógeno por volumen en el aire.

Cuando está montado completamente y operando en la manera apropiada la carcasa del generador, la cual forma el contenedor de hidrógeno, es una cubierta hermética. En el muy improbable caso de una explosión, la carcasa es lo suficientemente fuerte para limitar el efecto destructivo a la carcasa del generador y partes adjuntas.

A. Reglas generales para el manejo seguro del hidrógeno

Deben tomarse precauciones para salvaguardarse contra una explosión de hidrógeno.

1. Nunca permitir que exista una mezcla explosiva.
2. Eliminar toda posible fuente de ignición.

B. Contaminante desconocido se asume como aire

Cualquier contaminante desconocido en el gas hidrógeno es asumido como aire. La excepción es si el hidrógeno es suministrado directamente desde un dispositivo generador de hidrógeno que lo deriva al dividir el agua en hidrógeno y oxígeno, luego la política sería asumir que cualquier contaminante desconocido es oxígeno puro. El hidrógeno y el oxígeno forman una mezcla explosiva con aproximadamente 96% de hidrógeno (4% de oxígeno) por volumen.

Durante el purgado de dióxido de carbono se asume que el contaminante es dióxido de carbono. Si el aceite de sello no está siendo tratado con vacío y el sistema de aceite de sello está operando normalmente, se asume que el contaminante es aire. En cualquier otro momento, el contaminante no es conocido y debería asumirse como aire excepto como se indicó arriba.

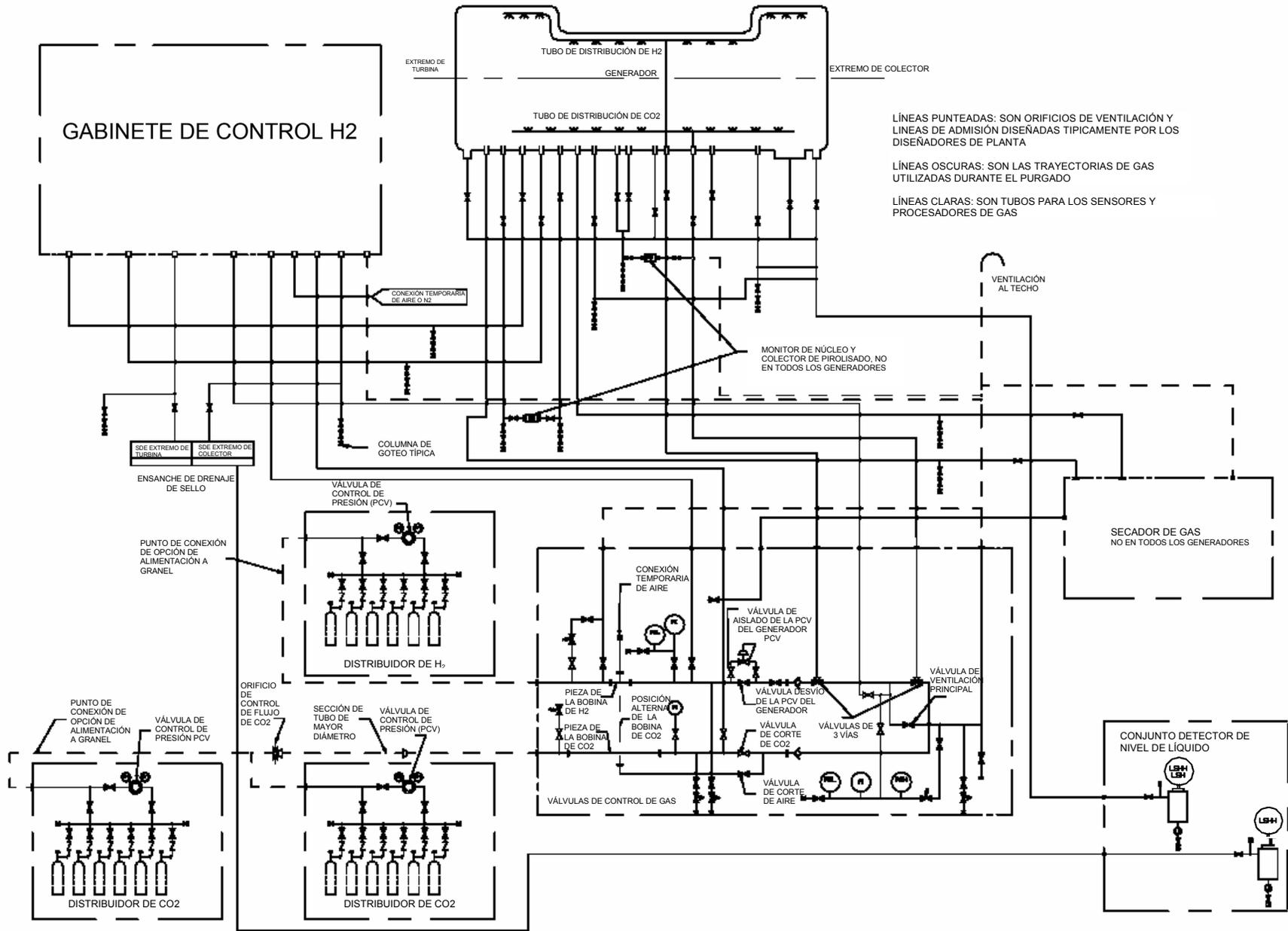


Figura 1. Sistema típico de control de gas del generador.
 Se identifican las válvulas y otros componentes utilizados durante el purgado

C. Reglas para el manejo seguro del hidrógeno

El procedimiento para purgar el generador está diseñado para prevenir las mezclas explosivas. Se deben seguir en forma estricta los pasos de purgado de remoción de piezas de bobina, desconexión de botellas y desconexión del suministro de aire. Además:

1. No tener un suministro de aire permanente conectado al generador, al gabinete de control de hidrógeno o a ningún otro dispositivo conectado al generador o tuberías de gas. Esta práctica previene la posibilidad de una mezcla explosiva dentro del generador debido a un error del operador o fuga de válvula.
2. El generador y todas las tuberías deben someterse a pruebas de presión con aire o CO₂ para detectar fugas antes de presurizar el generador con hidrógeno.
3. La presión de hidrógeno dentro del generador siempre debe ser más alta que la presión ambiente para prevenir que se filtre el aire hacia adentro. Si los controles automáticos están inoperantes, el operador debe mantener manualmente la presión. Adicionalmente, los sistemas de aceite de sello requieren una presión de carcasa de 2 psig mínimo para drenar correctamente desde el tanque de ensanchamiento de drenaje de los sellos al tanque de ensanchamiento de drenaje de los cojinetes.
4. No debe soldarse en el sistema de gas o sistema de aceite de sello mientras haya hidrógeno en el generador.
5. El hidrógeno está sellado en la interfaz del eje a la carcasa con sellos de película de aceite. El operador debe estar familiarizado con el sistema de aceite de sello del eje antes de operar el sistema de gas del generador.
6. Evitar tener escapes de hidrógeno de alta presión a la habitación porque puede encenderse fácilmente debido a las cargas estáticas autogeneradas, cualquier llama abierta, soplete de soldador, cigarrillo, etc.
7. La llama de hidrógeno es casi invisible. Si un operador sospecha que el hidrógeno se está escapando dentro del área de trabajo y decide determinar si hay un flujo de escape de gas, no debe hacerlo con la mano ni otro artículo combustible como la ropa.

D. Mantenimiento del equipo de hidrógeno

Los componentes del sistema de control de gas a los cuales se pretende dar mantenimiento mientras el generador está presurizado están listados en una sección posterior de esta publicación. Previo al mantenimiento el operador debe usar, de ser posible, dos válvulas en vez de una sola para aislar el área de trabajo del hidrógeno a alta presión. También, antes de abrir una junta en una línea de gas, el operador debería usar, de ser posible, una válvula de ventilación para despresurizar el equipo. Algunos componentes podrían no tener la válvula de ventilación o el segundo juego de válvulas de aislamiento cerca del sitio de trabajo.

E. Zona de hidrógeno

El equipamiento eléctrico en la cercanía de las tuberías de hidrógeno no deberían ser fuentes de ignición. Los códigos locales o nacionales relacionados con atmósferas explosivas varían, y deberían investigarse si el operador sospecha de equipamiento eléctrico que pudiese producir chispas situado en las cercanías del equipamiento de hidrógeno.

Como mínimo, una atmósfera de H₂ División 2 (o Zona 2) se extiende horizontalmente 1.2 metros para una tubería de 5 psig a 60 psig (35 a 414 kPag, 0.352 a 4.22 kg/cm²) y 1.8 metros horizontales para tubería de 75 psig a 150 psig (517 a 1,034 kPag, 5.27 a 10.55 kg/cm²). Se extiende 0.2 metro

hacia abajo y 4.2 metros hacia arriba. Las juntas no soldadas en tuberías son posibles lugares de fugas pequeñas, incluyendo bridas, válvulas, juntas roscadas, y accesorios de O-ring y compresión. El alcance de la atmósfera explosiva no penetra paredes u otras barreras similares. Cada unidad eléctrica en la atmósfera explosiva debería tener uno de los siguientes:

1. Caja a prueba de explosión con sellado de tubo-conductos o cables.
2. Circuito intrínsecamente seguro
3. Contactos herméticamente sellados
4. Componentes que no producen chispas
5. Circuito no inductivo
6. Ventilación forzada de una fuente de aire no contaminada
7. Purgado con presurización

III. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA DE CONTROL DE GAS

A. El ventilador del rotor

Un ventilador a cada extremo del rotor hace circular el gas dentro del generador. El ventilador crea una presión diferencial de varias pulgadas de agua. El hidrógeno soplado por el ventilador enfría el devanado del rotor del generador, los devanados de la armadura (a menos que sean enfriados separadamente con agua), y las laminaciones magnéticas de la armadura. El hidrógeno soplado por el ventilador también es forzado a través de un enfriador, donde pierde el calor que recogió al enfriar los componentes electromagnéticos del generador. La presión diferencial del ventilador es utilizada por analizadores externos del sistema de gas lo cuales requieren una baja velocidad de flujo y una necesidad de retornar el gas al generador. Ejemplos de equipos posibles (no suministrados con cada generador) son: secadores de gas, detectores de partículas sobrecalentados, y analizadores de gas.

B. CO₂ como gas intermedio

El generador tiene un gran volumen interno abierto (1,000 de pies cúbicos [30 m³] o más). Este volumen contiene hidrógeno durante la operación normal. Contiene aire durante las pausas de mantenimiento. Un gas inerte es puesto dentro del volumen del generador como un gas intermedio para que el aire y el hidrógeno no se mezclen dentro de la carcasa. El dióxido de carbono es utilizado como gas inerte porque tiene una densidad substancialmente mayor y una menor conductividad térmica comparado con el hidrógeno o el aire. Las propiedades substancialmente diferentes son utilizadas por el analizador de gas (dentro del gabinete de control de hidrógeno) para que las concentraciones de gas durante el purgado puedan ser monitoreadas.

C. Tubos de distribución

A lo largo de la parte superior del interior del generador hay un largo tubo con agujeros que actúan como un distribuidor para admitir hidrógeno. Similarmente, a lo largo de la parte inferior del interior del generador hay un largo tubo con agujeros para admitir el dióxido de carbono. Estos son llamados el tubo de distribución de hidrógeno y el tubo de distribución de dióxido de carbono, respectivamente. Durante una operación de purgado, cuando el gas entra a través de uno de los tubos, el gas que está siendo desplazado del generador sale por el otro tubo.

D. válvulas de control de gas

Los tubos entre el suministro de gas y el generador tienen típicamente un juego de válvulas las cuales se usarán cuando se purgue el generador. Durante esta operación de purgado, el operador mirará en el gabinete de control de hidrógeno (o una pantalla remota) para que pueda monitorear el proceso de purgado.

E. Detector de líquido en la carcasa

Los puertos de drenaje están ubicados en los puntos bajos del generador. El líquido que entra por estos puertos es enviado al detector de líquido en la carcasa del generador.

F. Sellado de ejes

El rotor de cada generador se extiende más allá de la carcasa del generador tanto en el extremo de la turbina (TE) como en el extremo del colector (CE). Estas dos interfaces de eje a carcasa están selladas contra el escape de hidrógeno con sellos de película de aceite. Los sellos de los ejes están ubicados dentro de los cojinetes. Los sellos de los ejes requieren un suministro constante de aceite limpio y frío, suministrado por el sistema de aceite de sello.

G. Drenaje de aceite de sello

El aceite de sello usado dentro del generador se drenará a los ensanches de drenaje de aceite de sello (uno en el CE y uno en el TE) donde las burbujas de hidrógeno pueden desplazarse a la superficie del aceite, y luego a una válvula de trampa de flotador común que reduce la presión del aceite desde la presión del generador hasta la presión de drenaje de los cojinetes y previene que el hidrógeno escape con el aceite.

H. Deflectores de aceite

Hay tres cavidades de gas dentro del generador llamadas:

1. La cavidad de sello del extremo de la turbina.
2. La carcasa del generador (donde están los devanados del generador)
3. La cavidad de sello del extremo del colector

El aceite de sello está restringido a las cavidades de los extremos. Estas cavidades están separadas una de otra por deflectores de aceite, que son extensiones de la carcasa que tienen una pequeña abertura entre los componentes estáticos y el rotor.

J. Flujo de gas entre cavidades

El flujo de gas dentro y fuera de las cavidades está limitado a:

1. Nuevo hidrógeno limpio siendo introducido a la carcasa del generador
2. Gas al gabinete de hidrógeno, en ruta hacia las válvulas de barrido y los bloques de celda, siendo tomado desde las tres cavidades pero especialmente las cavidades de los extremos debido a las válvulas de barrido (los generadores de tratamiento de vacío del sistema de aceite de sello podrían no tener capacidad de barrido)
3. Las cavidades de los extremos no están conectadas unas con otras en la medida que el gas no puede viajar de un extremo al otro; por lo tanto, el flujo de gas está limitado a viajar desde la carcasa del generador a las cavidades de los extremos.

K. Barrido para retener la pureza del H₂ en las cavidades de los extremos

Las cavidades de los extremos incluyen los ensanchamientos de drenaje de aceite de sello. En estos contenedores hay una transferencia neta de solución de aire que se escapa del aceite y también una solución de hidrógeno que entra al aceite. El efecto resultante es que las cavidades de los extremos tienen una concentración de aire relativamente alta.

Para los generadores que tienen aceite de sello no tratado al vacío, el gabinete de hidrógeno tiene válvulas de barrido a través de las cuales el hidrógeno contaminado es lentamente desalojado hacia un orificio de ventilación. Nuevo hidrógeno limpio desde otra parte del sistema de tubería de hidrógeno entra a la carcasa del generador para reemplazar el gas barrido. Mediante este proceso, la contaminación del aire en las cavidades de los extremos permanece a un nivel bajo para evitar que el gas se transforme en una mezcla combustible. También, el flujo de gas a través del delgado espacio del deflector interno de aceite retarda el paso de aire contaminado para que no entre a la carcasa del generador. La contaminación del aire en la región del generador disminuye el desempeño del generador.

L. Sistema de aceite de sello al vacío

Algunos generadores tienen el aceite de sello tratado en una cámara de vacío previo a que el aceite sea expuesto al gas del generador. Estos generadores no requerirían que las válvulas de barrido fueran abiertas excepto durante la operación anormal cuando la cámara de vacío no tiene vacío o de otra forma no está siendo usado. Los gabinetes de control de hidrógeno provistos con estos generadores podrían no estar conectados a los ensanches de drenaje de aceite de sello.

M. Monitoreo de pureza de gas

El gas del generador en las cavidades de los extremos debería ser monitoreado en generadores que no tienen aceite de sello tratado al vacío. Si el aceite de sello es tratado al vacío, entonces sería aceptable monitorear solamente el gas de la carcasa del generador. Durante la operación de purgado, la pureza del gas ventilado (el gas saliendo del generador) debería ser monitoreada.

IV. EQUIPO DE VÁLVULAS DE CONTROL DE GAS

Las válvulas de control de gas proveen al operador medios eficientes y seguros de manejo del hidrógeno. Las válvulas de control de gas pueden ser ubicadas en líneas generales en estas categorías:

1. Almacenamiento de gas H₂ (tal vez nada más que un distribuidor de botella)
2. Almacenamiento de gas CO₂ (tal vez nada más que un distribuidor de botella y orificio de flujo)
3. Válvulas de control de gas H₂ (parte del montaje de válvulas de control de gas)
4. Válvulas de control de gas CO₂ (parte del montaje de válvulas de control de gas)
5. Válvulas de control de purgado de gas (parte del montaje de válvulas de control de gas)
6. Detectores de líquido
7. Tubos y válvulas interconectoras

A. Generalidades

El sistema de control de gas tiene las siguientes funciones principales:

1. Proporcionar medios para poner o sacar en forma segura el hidrógeno del generador, utilizando dióxido de carbono como medio de purgado.
2. Mantener la presión y pureza del gas en la máquina a los valores deseados.

3. Indicar al operador en todo momento la condición de la máquina con respecto a la presión, temperatura y pureza del gas y la velocidad de flujo del gas de barrido. La presencia del líquido en la máquina es también indicada por una alarma.

El aceite suministrado a los sellos de eje es tomado del sistema de aceite de la turbina y contiene una cantidad considerable de aire en solución, cerca del 1% por volumen. El aire será entregado en gran parte al hidrógeno cuando el aceite de los sellos entre a la atmósfera de hidrógeno. Si se permitiera a todo el aire liberado desde el aceite de sello pasar a la carcasa del generador, una gran cantidad de hidrógeno fresco debería ser gastado constantemente para poder mantener la pureza del hidrógeno en la carcasa a un valor satisfactorio. Sin embargo, si la mayoría del aire liberado del aceite de sello puede ser removido antes de que pase, por difusión, a la carcasa del generador a través del espacio entre el deflector de aceite y el eje, se requerirá una cantidad de hidrógeno considerablemente menor para mantener la pureza del hidrógeno en la carcasa a un valor satisfactorio.

El aire es removido a través de un continuo barrido de una pequeña cantidad de hidrógeno y descargándolo a la atmósfera desde los dos extremos del ensanche de drenaje del sello. El hidrógeno barrido es enviado por tubería a través de medidores de flujo y válvulas de control en el gabinete de control de hidrógeno para que la tasa de barrido pueda ser controlada. Este flujo de hidrógeno de salida de las líneas de drenaje del sello induce un flujo correspondiente de hidrógeno de salida de la carcasa del generador a través del espaciado radial de la carcasa entre el deflector de aceite y el eje, reduciendo de esta forma a un valor muy pequeño la difusión de aire entrante desde el aceite de sello a la carcasa del generador. A través de la operación de este sistema de barrido continuo, se mantiene una pureza de hidrógeno del 98% aproximadamente en la carcasa del generador, y un nivel de pureza de más del 87% es mantenido en el espacio entre el deflector de aceite y el sello del eje con el desperdicio de una cantidad relativamente pequeña de hidrógeno.

B. Gabinete de control de hidrógeno

El gabinete de control de hidrógeno (HCC – ver figura 2) está diseñado para el uso con los generadores enfriados con hidrógeno. Está diseñado para operar en áreas peligrosas de Clase 1, División 1, Grupo B. El propósito principal del HCC es analizar y presentar en tiempo real la pureza del gas hidrógeno en pantallas numéricas integradas. Los paneles de visualización, medidores de flujo, indicadores de humedad, manómetros e indicadores de presión diferencial son visibles a través de ventanas transparentes de policarbonato y accesibles a través de puertas con bisagras.

Los componentes mayores del gabinete de control de hidrógeno incluyen:

1. Dos analizadores de gas interactivos, completamente independientes
2. Dos indicadores de flujo de gas hidrógeno con válvulas dosificadoras
3. Un indicador de flujo total de gas hidrógeno.
4. Un transmisor de presión y manómetro de gas hidrógeno
5. Un transmisor de presión diferencial y manómetro de ventilador
6. Tres purificadores de gas hidrógeno
7. Tres indicadores de humedad
8. Cuatro válvulas dosificadoras
9. Numerosas válvulas aislantes
10. Válvulas de solenoide y relés de alarma/estado

Si cualquiera de los analizadores de los extremos nota que la pureza está descendiendo por debajo de un cierto punto por más de un minuto, las válvulas de barrido se activarán y sonará una alarma. El otro analizador será entonces utilizado para confirmar la alarma. Las válvulas de solenoide apropiadas se activarán y la cavidad será monitoreada por el otro analizador. Dentro de un minuto la alarma de la otra cavidad sonará si también detectara una condición de alarma.

Para instrucciones más detalladas, referirse al Manual de Instrucción HCC.

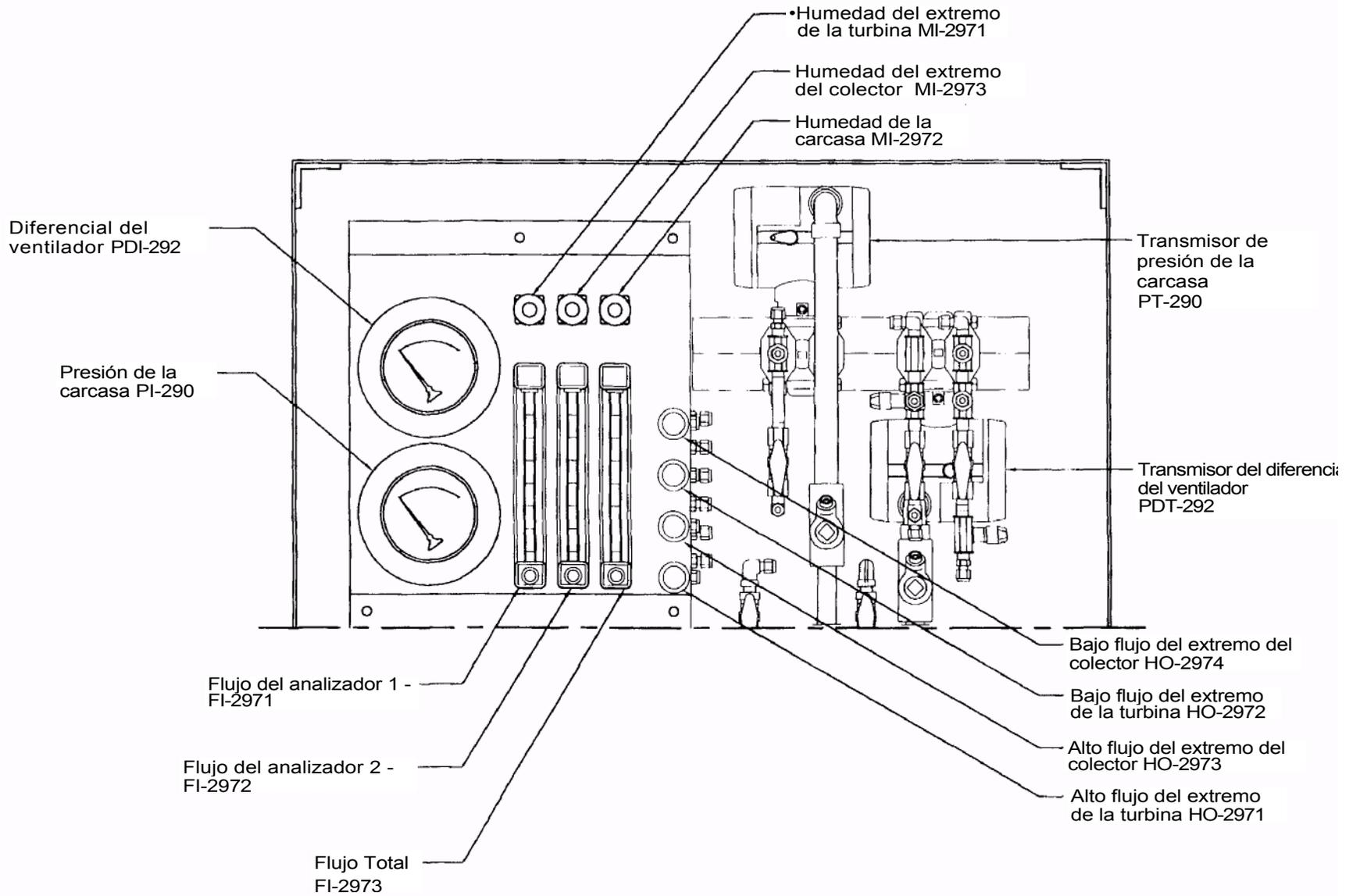


Figura 2. Detalle del transmisor del panel de indicadores

C. Válvulas de control de hidrógeno

El montaje de las válvulas de control de hidrógeno (Figuras 3a y b) es utilizado para controlar la presión del gas en la carcasa del generador.

El gas es suministrado al montaje de válvulas de control a una presión de 55 a 75 psig (379-517 kPa [manómetro]) (3.87 a 5.27 kg/cm² [manómetro]). Un regulador de presión de gas de máquina (R2) reduce la presión del gas antes de que sea admitido a la carcasa del generador. Un manómetro de 0 a 100 psig (0-703 kg/cm² [manómetro]) (63 HVG-1) es provisto para observar la presión del gas siendo entregado al montaje de válvulas de control.

La porción superior del montaje contiene 3 interruptores de presión de gas de máquina (63 GH-1, 63 GL-1, 63 GK-1), un manómetro de gas de máquina (HVG-2), una válvula de cierre de hidrógeno (65) y dos válvulas de solenoide de cierre de hidrógeno (20HH-1, 20HH-2).

Los interruptores de presión están fijados arriba y abajo de la presión de operación del gas de máquina y son utilizados para activar una alarma si el punto fijado es excedido.

Las solenoides de cierre de hidrógeno ubicados en el montaje de las válvulas de control de gas son solenoides normalmente cerrados, abiertos con retén. Su función es cortar el suministro de gas hidrógeno durante un ciclo automático de purgado. Los solenoides deben ser abiertos manualmente para permitir el flujo de hidrógeno.

El hidrógeno es admitido en la carcasa del generador a través de un tubo de distribución perforado dentro de la carcasa extendiéndose a todo lo largo de la parte superior.

Cuando se llene la carcasa por primera vez, la válvula desviadora manual (62) es utilizada normalmente para acelerar la operación de llenado pasando por alto el regulador de gas. Cuando se pasa por alto el regulador de esta forma, la presión de la carcasa debe ser observada cuidadosamente para que la presión en la carcasa del generador no exceda los 45 psig (310 kPa [manómetro]) (3,16 kg/cm² [manómetro]).

D. Sistema de control de purgado

Es necesario evitar una mezcla indeseable de hidrógeno-aire cuando se carga inicialmente la carcasa con hidrógeno, o después de remover el hidrógeno de la carcasa antes de abrirla a la atmósfera. Un gas inerte es utilizado para purgar la carcasa de aire antes de admitir el hidrógeno y también para purgar la carcasa de hidrógeno antes de admitir el aire.

El dióxido de carbono es utilizado para este propósito y es admitido a la carcasa a través de un tubo de distribución perforado extendiéndose a todo lo largo de la parte inferior de la carcasa.

Cuando se remueve ya sea el aire o el hidrógeno de la carcasa, se admite dióxido de carbono en la parte inferior de la carcasa a través del tubo de alimentación del dióxido de carbono y el aire en la carcasa es descargado a la atmósfera a través del tubo de alimentación del hidrógeno. El dióxido de carbono es admitido hasta que se obtiene una mezcla del 30% de aire en dióxido de carbono en el gas descargado a la atmósfera. El hidrógeno es luego admitido en la carcasa a través del tubo de alimentación de dióxido de carbono. Cuando se obtiene una mezcla del 95% de hidrógeno en dióxido de carbono en el gas descargado de la carcasa, el generador puede ser puesto en operación.

Para remover el hidrógeno de la carcasa con el dióxido de carbono antes de abrir la carcasa a la atmósfera, el dióxido de carbono es admitido hasta obtener una mezcla de 5% de hidrógeno en dióxido de carbono en el gas de descarga. El dióxido de carbono en la carcasa puede luego ser removido admitiendo aire en la parte inferior de la carcasa y descargando el dióxido de carbono a la atmósfera a través del tubo de alimentación de dióxido de carbono. Las válvulas en los tubos de alimentación de hidrógeno y dióxido de carbono para control de las operaciones de purgado están ubicadas debajo del montaje de las válvulas de control de hidrógeno.

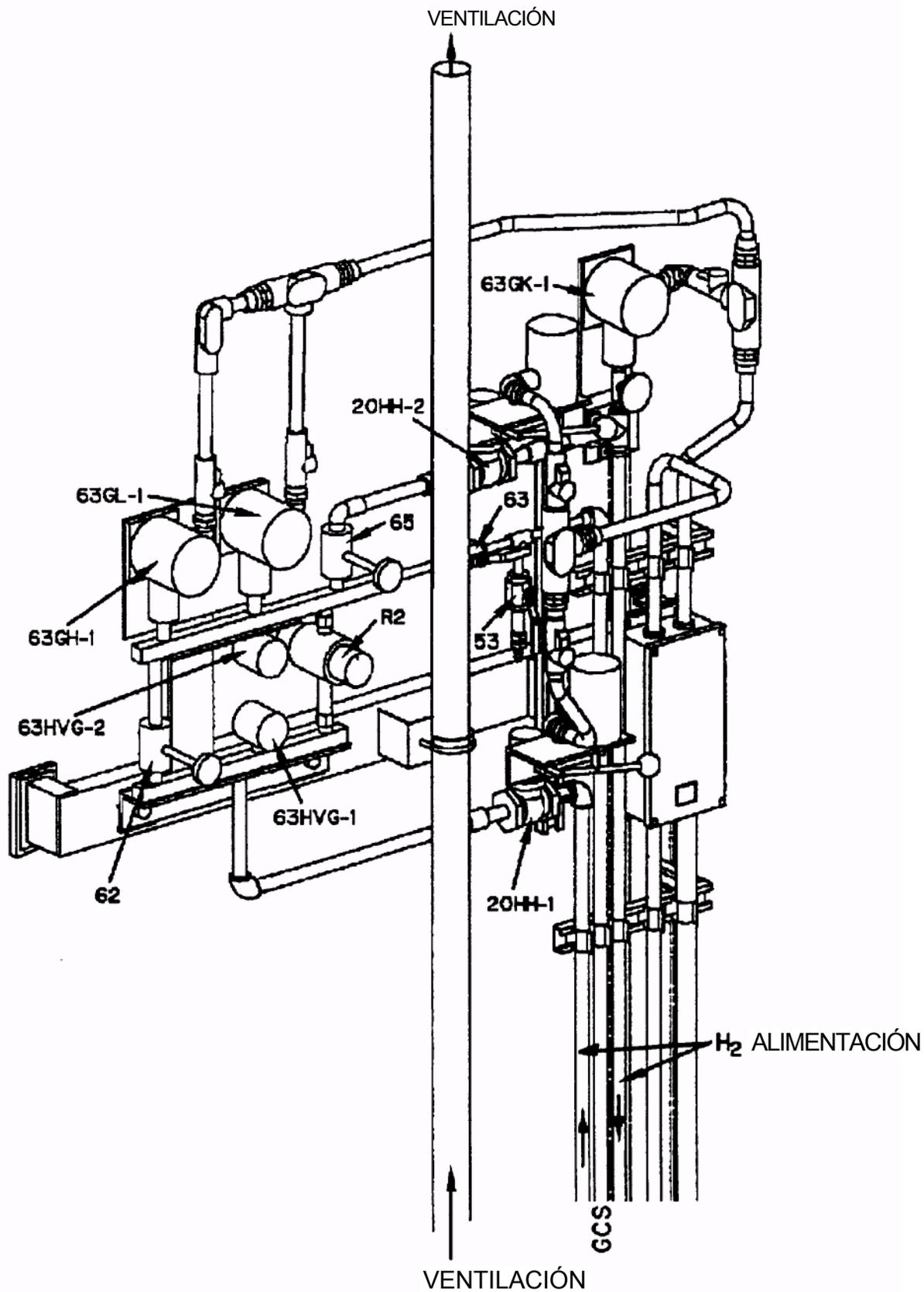


Figura 3a. Montaje de válvulas de control de hidrógeno

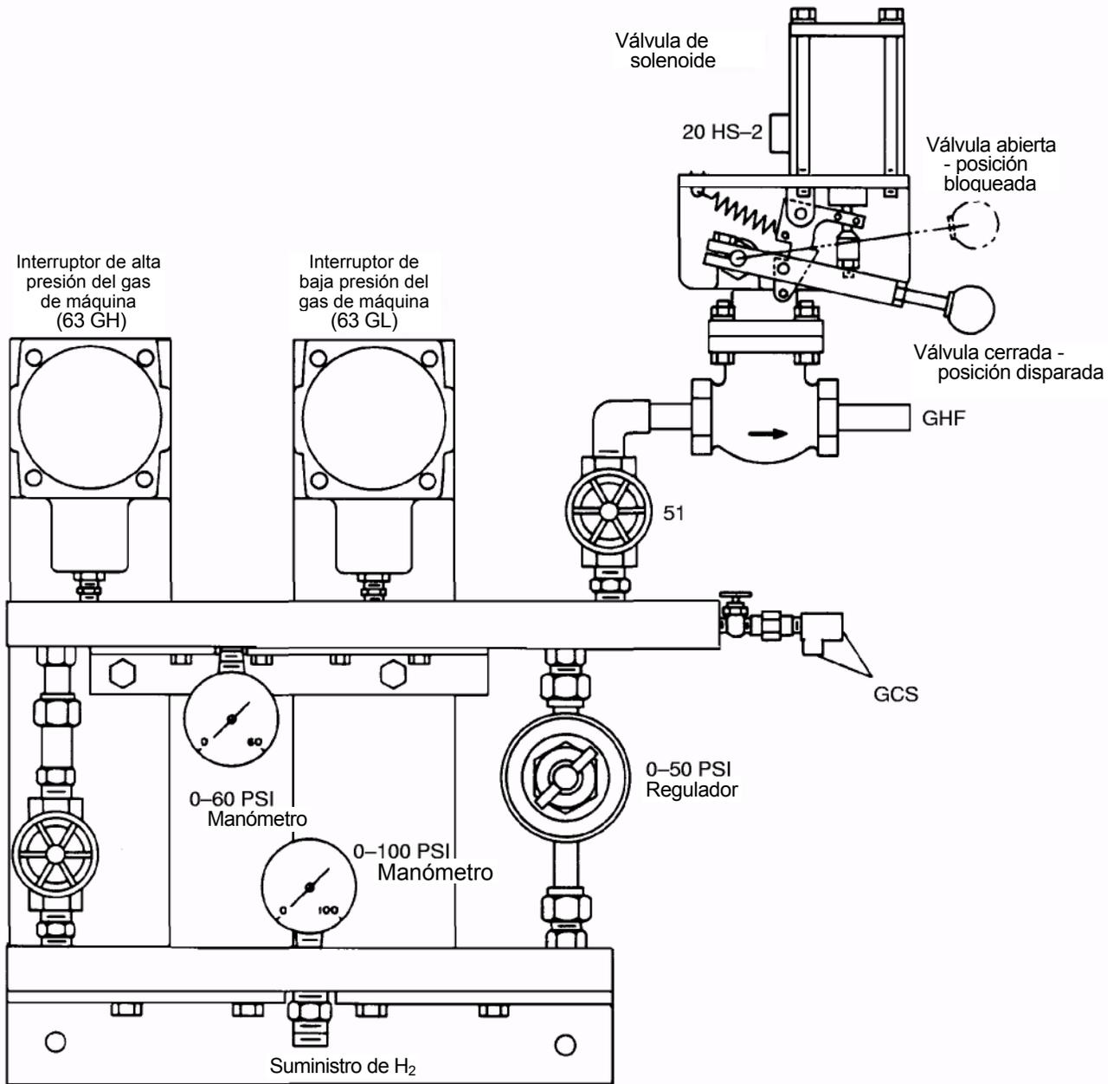


Figura 3b. Distribuidor y válvulas de control de hidrógeno

Un montaje de válvulas de control de purgado (Figuras 4a y b) es utilizado para controlar las operaciones de purgado. El montaje consiste en varias válvulas de control, una válvula de 3 vías, (SV-1), una conexión de verificación de aire, una conexión para verificar la pureza del gas de purgado (57), piezas removibles de la bobina ("A") y ("B"), una válvula de solenoide de ventilación (20GK-1) y una válvula de solenoide de dióxido de carbono (20PM-1). Las piezas de la bobina pueden ser removidas para aislar el generador y su tubería de los suministros de hidrógeno y dióxido de carbono. Las válvulas de solenoide de ventilación y dióxido de carbono son válvulas normalmente abiertas, bloqueadas en posición cerrada que son utilizadas para ventilar hidrógeno y suministrar dióxido de carbono durante un ciclo automático de purgado.

El 7FH2 podría equiparse con un purgado automático de H₂. Esta característica se incluye en todos los generadores 7FH2 accionados por turbina de gas, dado que es posible que el generador 7FH2 pueda ser operado a distancia. Dado que puede no haber personal en el generador, el purgado automático es provisto como una protección de la planta de energía. Si los analizadores de gas indican que la pureza del H₂ ha caído por debajo del 80%, la presión diferencial del aceite de sello está baja, o ha habido un corte del suministro eléctrico de CA, el sistema comenzará a registrar el tiempo del suceso. Si luego de 6 segundos la pureza o la presión no ha aumentado, o si después de 20 minutos la energía de CA no se ha restaurado, el sistema verificará si el HCC está funcionando bajo condiciones normales. Si no es así, los solenoides se activarán e iniciarán un paro automático de la turbina y una alarma. Una vez que la turbina este girando a velocidad del virador, se iniciará el purgado automático de hidrógeno.

E. Analizador de gas de control de purgado

Un analizador portátil de gas es utilizado para supervisar las operaciones de purgado. El analizador de gas opera sobre el principio de conductividad térmica y debe ser calibrado antes de cada etapa de la operación de purgado.

F. Detectores de líquido (ver Figura 5)

1. Nivel de aceite de drenaje de sello, 71SD-1

Un interruptor de flotador Magnetrol es utilizado para activar una alarma si el nivel del ensanche de drenaje del sello es demasiado alto. El interruptor de flotador puede someterse a prueba cerrando la válvula (74), removiendo la tapa del tubo y añadiendo agua hasta activar el interruptor de flotador. Luego de la verificación, remover la tapa de drenaje y drenar el interruptor de flotador. Reinstalar ambas tapas y abrir la válvula (74).

2. Detector de líquido del generador, 71 WG-1, 2

Un interruptor de flotador Magnetrol con dos niveles de indicación es utilizado para detectar líquido en el generador. Cuando el primer nivel es alcanzado, una alarma suena; si no se toma acción correctiva y el nivel continua elevándose, un segundo interruptor se activa el cual proporciona una señal a la lógica GTD. Esta lógica a cambio iniciará la parada de la unidad.

PRECAUCIÓN

Este dispositivo no puede ser verificado mientras que la unidad esté en funcionamiento, o mientras la unidad esté cargada con hidrógeno. Con la parada de la unidad y con el aire en el generador, el dispositivo puede ser verificado como sigue: Cerrar la válvula (72), remover la tapa del tubo y añadir agua hasta activar los interruptores de flotador. Luego de la verificación, remover la tapa de drenaje y drenar el interruptor flotante. Reinstalar las tapas y abrir la válvula (72).

Sistema de Control de gases Hidrógeno y Dióxido de Carbono

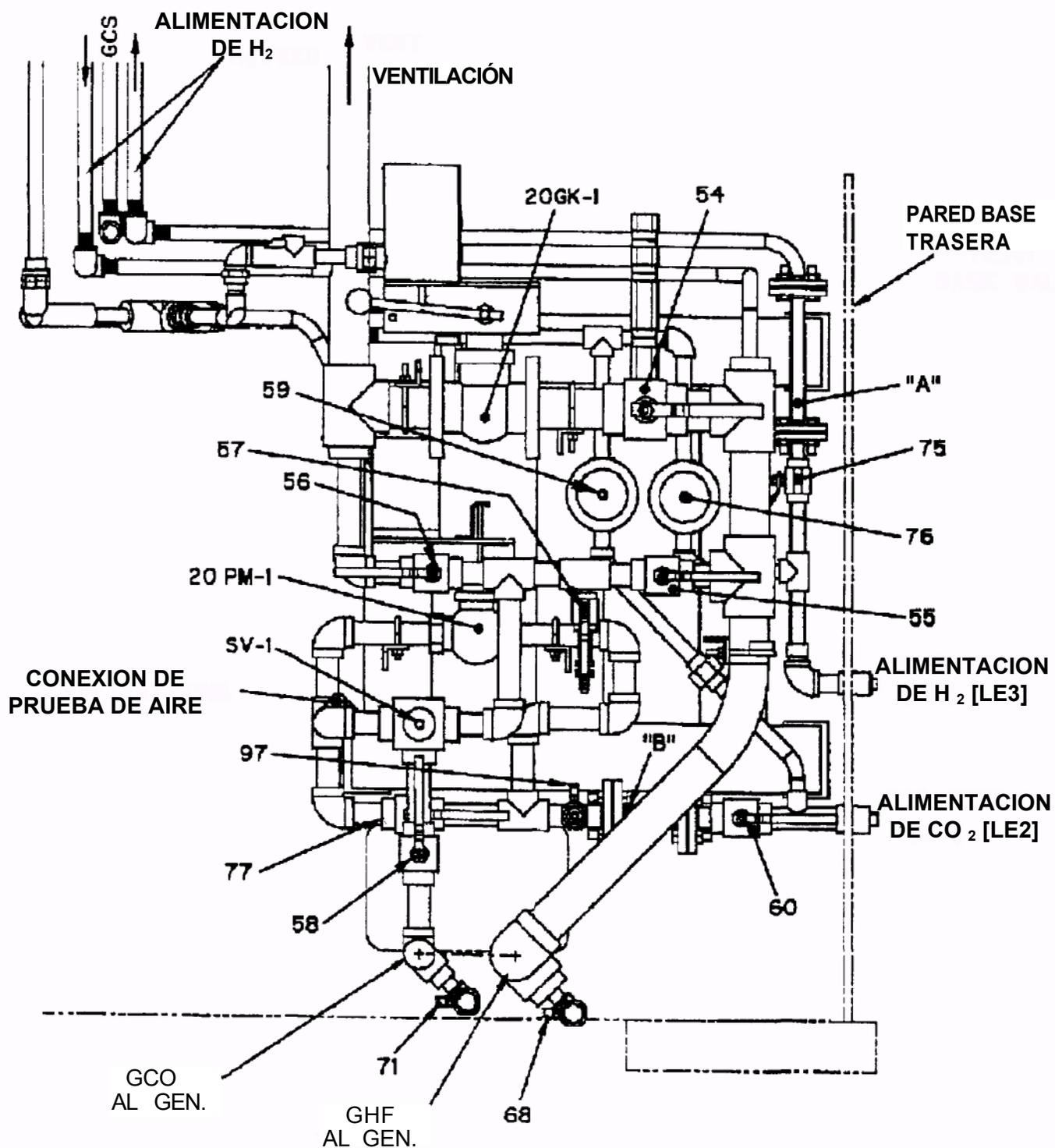


Figura 4a. Montaje de válvulas de control de purgado

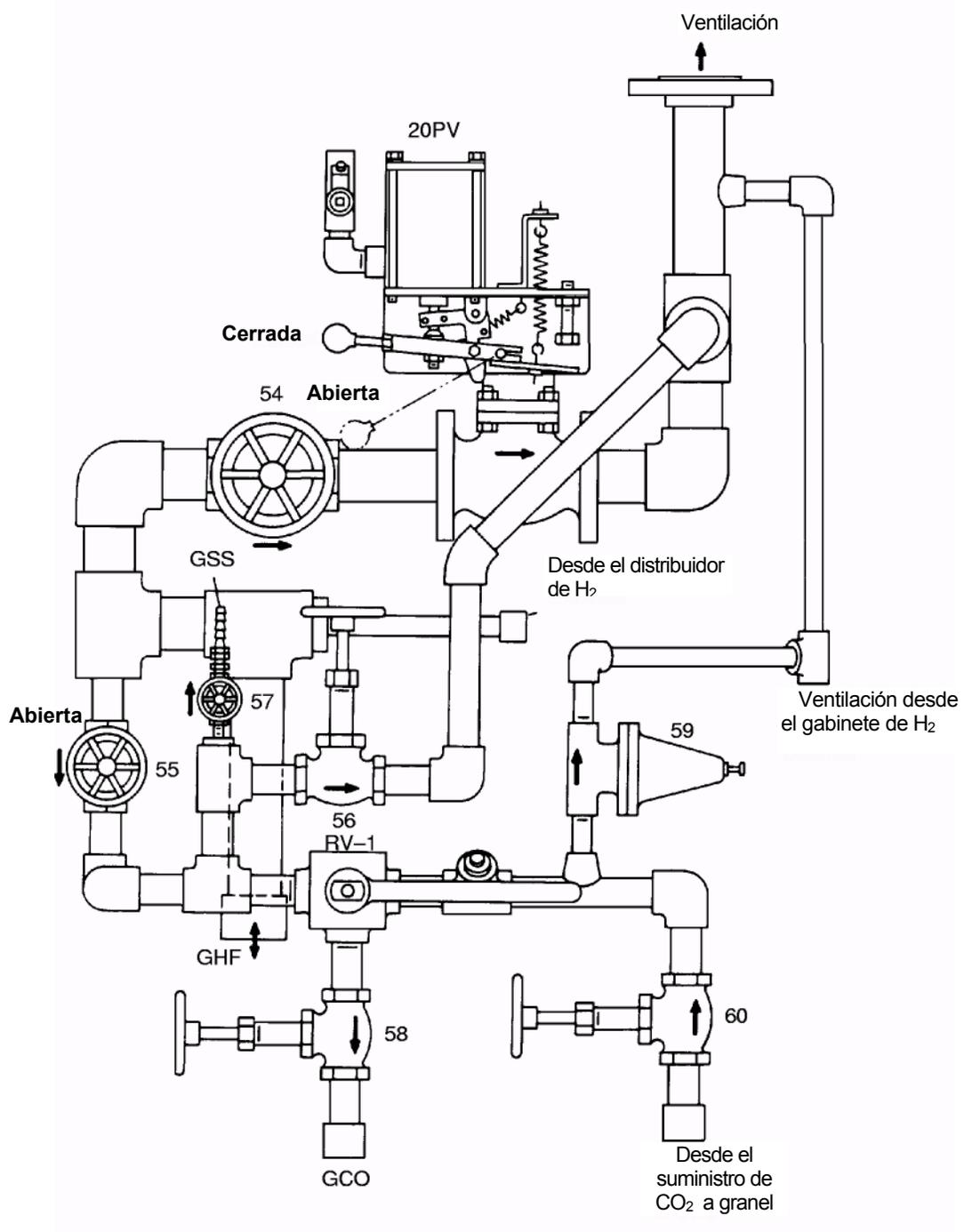


Figura 4b. Distribuidor de control de purgado

G. Características de los distribuidores de botella

Si se provee un distribuidor de botella de hidrógeno (figura 6), tiene las siguientes características. El distribuidor de botella de dióxido de carbono tiene las mismas características:

1. Conexiones flexibles

Una para cada botella de gas hidrógeno. Hay una válvula de retención en el accesorio extremo del distribuidor para cada conexión flexible.

2. Válvula de globo

Una para cada botella de hidrógeno.

3. Válvula del regulador de presión

Esta válvula baja la presión alta del distribuidor de botella a aproximadamente 125 psig (862 kPag, 8.79 kg/cm²) según lo requerido por la restricción de regulación de flujo corriente abajo. Se proveen indicadores en la válvula del regulador.

4. Válvula de desvío del regulador de presión.

La válvula de desvío debería ser abierta o cerrada completamente y no ser puesta en una posición parcialmente abierta.

H. Características de las tuberías del sistema de gas

1. Orificio de regulación de flujo de CO₂

El tubo de CO₂ contracorriente de las válvulas de control de gas deberían tener un orificio de regulación de flujo para controlar la velocidad de flujo durante el paso de purgado que admite CO₂ al generador. Corriente abajo de este orificio debería haber una sección de tubo de diámetro grande donde la precipitación sólida de CO₂ pueda acumularse.

2. Columnas de condensado

Los puntos bajos en los recorridos de los tubos están provistos con una o dos válvulas. El líquido acumulado puede ser drenado. Si hay solamente una válvula, entonces el tubo debe ser aislado o el generador desgasificado antes de drenar el líquido. Si hay dos válvulas, entonces el líquido puede ser drenado alternando las válvulas entre abierto y cerrado. Las columnas de condensado están ubicadas en los tubos para que la condensación y otra contaminación sean expulsadas fuera del equipo sensible.

3. Válvulas en la cara inferior del generador

Hay varios tipos de conexiones de gas al generador: drenaje de puntos bajos, orificios de alimentación y ventilación de gas, y tubos al equipo de detección y procesamiento de gas. Muchas de ellas tienen válvulas de aislamiento en la conexión al generador para ayudar en el mantenimiento.

4. Válvulas de aislamiento del equipo

La mayoría de las unidades tienen válvulas de aislamiento para que puedan ser reparadas en línea.

V. OPERACIÓN

A. Actividades del operador: Puesta en marcha

1. Antes de la puesta en marcha
 - a. Leer las advertencias concernientes a la explosividad y combustibilidad del hidrógeno que están en una sección anterior de este documento.
 - b. Asegurarse de que la tubería hacia el gabinete y la tubería de las válvulas de gas utilizadas para el control del gas estén correctamente instaladas.
 - c. Asegurarse de que el cableado externo del equipo eléctrico del sistema de gas esté correctamente instalado.
 - d. Inspeccione el equipo del sistema de gas para determinar si hay daños. Drenar el líquido que pudiera haberse acumulado en los tubos.
 - e. Familiarizarse con la operación del sistema de aceite de sello y el sistema de control de gas del generador.
 - f. Familiarizarse con el uso del gabinete de control de hidrógeno para monitorear la pureza del gas.
 - g. Asegurarse que haya suficiente CO₂ disponible para purgar el aire más suficiente CO₂ para purgar el hidrógeno si hubiera una emergencia.
 - h. Asegurarse que las válvulas de gas estén en la posición correcta para la admisión de dióxido de carbono
 - i. Dar energía al gabinete de control de hidrógeno y prepararlo para su uso.
 - j. Dar energía a todos los motores de las bombas de aceite de sello, incluyendo todos los motores de CA y CC, y todos los motores de bombas primarias, de reserva y de emergencia.
2. Tuberías para la prueba de fugas

Luego de la instalación y antes de introducir hidrógeno al equipo del sistema de gas, todas las partes del sistema de gas deberían ser verificadas con aire para asegurarse que no haya fugas. Una verificación similar, tal vez coincidente, debería ser realizada para la carcasa del generador y los blindajes de los extremos. La verificación de aire debería ser realizada con CO₂ luego de purgar el aire si hubiera CO₂ disponible para aumentar la presión a un nivel utilizable para la prueba de fugas.

Las fugas pueden ser identificadas aplicando una solución jabonosa en las juntas y soldaduras. Una solución típica puede ser jabón líquido, glicerina y agua. El burbujeo indicará fugas.

3. Puesta en marcha

El sistema de aceite de sello debería ponerse en marcha cuando la admisión de dióxido de carbono dentro de la carcasa del generador haya elevado la presión interna a 2 psig. La presión fuerza al aceite de sello a drenar a través de la restricción de flujo de la válvula de trampa de flotador. Inicialmente, a medida que la presión aumenta, el aceite de sello puede comenzar a inundar el ensanche del drenaje de aceite de sello. Es importante que el aceite de sello no se acumule de manera que inunde el generador. Por lo tanto, un operador debe pasar por alto temporalmente la trampa de flotador en forma manual si se inunda el ensanche de drenaje de aceite de sello.

4. Pasos de la puesta en marcha:
 - a. Abrir manualmente la válvula de desvío de la trampa de flotador.
 - b. Comenzar a presurizar la carcasa del generador con CO₂.
 - c. Encender el sistema de suministro de aceite de sello una vez que la presión del dióxido de carbono alcance los 2 psig.
 - d. A medida que la presión dentro del generador aumenta, la válvula de trampa de flotador debería ser cerrada manualmente, comenzando no antes de los 5 psig y alcanzando la posición de cierre completo a los 15 psig.

NOTA

El interruptor selector de control de hidrógeno - 43HP – debe estar en la posición "MANTENIMIENTO" mientras se desarrollan las operaciones de llenado y purgado.

VI. PROCEDIMIENTO PARA OPERACIÓN

Todas las válvulas mencionadas se muestran en el diagrama de tuberías e instrumentación adjunto.

A. Llenar y probar con aire (ver también Instrucción para la prueba de fugas de gas)

1. En la puesta en marcha inicial y cuando sea que las cubiertas o tuberías hayan sido perturbadas, se recomienda que se le realice a la unidad una prueba de fuga utilizando aire.
2. El aire en la forma de cilindros comerciales de “aire seco” o aire desde un compresor con un secador, debería ser enviado por tubería a la CONEXIÓN DE PRUEBA CON AIRE mediante un sistema de regulador y válvula apropiado.
3. Asegurarse que las válvulas de control de purgado en todo el sistema estén en la posición correcta (ver tabla 1) para llenado/prueba con aire.

NOTA

Algunas de las válvulas mencionadas no se muestran en la tabla 1. Consultar el Diagrama de tuberías de control de gas del generador en cuanto a accesibilidad y ubicación de todas las válvulas.

4. Activar el suministro de aire. Fijar el regulador de presión para 10 psig. Abrir la válvula 58 y admitir aire al sistema.
5. Lentamente aumentar la presión en el sistema a aproximadamente 10 psig. Cerrar la válvula 58. Verificar para ver si el sistema pareciera estar manteniendo la presión monitoreando el manómetro del sistema. Si la pérdida de presión es relativamente rápida, buscar la fuga utilizando un detector de fugas en base a jabón, ventilar el sistema, reparar las fugas encontradas y represurizar.
6. Si lo desea, la prueba de fuga de presión de aire puede ser realizarse a presiones mayores (hasta la presión nominal del hidrógeno del generador) para obtener mayor sensibilidad a fugas.
7. Cuando la prueba de fuga con aire sea satisfactoria, cerrar la válvula 58 y abrir la válvula 56 para ventilar la presión de aire hasta alcanzar la presión atmosférica. Desconectar el suministro de aire.

PRECAUCIÓN

A fin de minimizar la posibilidad de mezclar aire e hidrógeno, el suministro de aire no debe estar conectado permanentemente al sistema. ¡Utilizar conexiones temporarias únicamente!

PRECAUCIÓN

A fin de minimizar la posibilidad de mezclar aire e hidrógeno, la sección "A" del tubo de hidrógeno debe ser removida cuando el sistema sea cargado con aire.

B. Remover el aire y llenar con CO₂

1. El CO₂ puede ser suministrado al sistema desde cilindros a través de un distribuidor colocado separadamente o desde un suministro de alimentación a granel.
2. Las válvulas deberían estar fijadas según se publica en la Tabla 1.
3. Las válvulas 16, 17, 18, y 19 deberían dejarse como se determina en la prueba de fugas con aire.
4. La sección "A" del tubo de hidrógeno no debe estar instalada. La sección "B" del tubo de CO₂ debe estar instalada.
5. Calibrar el analizador de gas portátil para medir el porcentaje de aire en dióxido de carbono como se delinea en la publicación del Analizador de Conductividad Térmica de Gas. El gas CO₂ para la calibración podría ser obtenido a través de la válvula 97.
6. Para asegurar el mínimo derroche de CO₂, la tasa a la cual es descargado el CO₂ de los cilindros individuales debería limitarse a cerca de 50 pies cúbicos por minuto (24 litros/seg)
7. Ajustar el regulador en el distribuidor de CO₂ o el suministro a granel a 10 psig. Lentamente abrir la válvula 60 para admitir CO₂ en el sistema. Abrir y estrangular las válvulas 58 y 56 para mantener una leve presión total positiva en la carcasa del generador (2.0 a 5.0 psig) Monitorear los gases en la válvula 57 para determinar el porcentaje de aire en CO₂, utilizando la escala de aire/dióxido de carbono del analizador de gas.
8. Cuando el porcentaje de aire en CO₂ en la válvula 57 sea menor que 30%, cerrar la válvula 56. Ajustar el regulador para mantener la presión de dos a cinco Psig en el sistema. Abrir la válvula 53. Sangrar y verificar la pureza en válvula 53. Cerrar válvula 53.
9. Cuando la pureza en la válvula 53 sea menor que 30% de aire en CO₂, remover la brida ciega en "A", abrir la válvula 20GK-1 y la válvula 20HH-1 por varios segundos. Cerrar la válvula 20HH-1 y válvula 20GK-1. La sección de tubo "A" puede instalarse ahora en la línea de entrada del hidrógeno.
10. Sangrar la válvula 9 hasta que la pureza en la derivación "Prueba" sea menor que 30% de aire en CO₂. Sellar la derivación "Prueba".
11. Desconectar la tubería al indicador de presión diferencial del ventilador opcional y abrir las válvulas 5 y 6 para chequear la pureza. Sangrar y verificar hasta que la pureza del gas sea menor que 30% de aire en CO₂. Reinstalar la tubería al indicador o tapar como sea apropiado.

12. Operar las válvulas de solenoide de barrido 14 y 15 (utilizando los pulsadores - TEST TE[CE] SOLENOID UNIT NO. 1[2]) durante 30 segundos cada una para permitir al CO₂ fluir a través de las válvulas de estrangulación 16 y 19.
13. Cerrar la válvula 3 y abrir la tubería en el manómetro del sistema. Abrir la válvula 3 y permitir que el gas fluya por 30 segundos. Cerrar la válvula 3. Reconectar el manómetro y abrir la válvula 3.
14. Abrir, sangrar, y verificar la pureza de todas las válvulas de drenaje incluyendo 68, 71, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 92, 93 y 94.
15. Si hay instalado un Colector de Pirolisado, abrir la válvula 112 y dejar que el gas fluya por 2 minutos. Cerrar la válvula 112.
16. Si hay un Secador de Gas, abrir la válvula 95 por 2 minutos, luego cerrar.

C. Remover CO₂ y llenar con hidrógeno

1. La fuente de hidrógeno puede ser tanto desde cilindros en un sistema de distribuidor de hidrógeno o desde una alimentación a granel. Los reguladores en el distribuidor o en la fuente de alimentación a granel deberían ajustarse para no dar más de 75 psig de presión en la entrada a las válvulas de control de hidrógeno.
2. Las válvulas 12, 13, 16, 17, 18, y 19 deberían dejarse como determinadas mientras se llena con CO₂. Ver tabla 1 para todas las posiciones de las válvulas.
3. La sección "A" del tubo de hidrógeno debe estar instalada. La sección "B" del tubo de CO₂ debe estar instalada. La CONEXIÓN DE PRUEBA CON AIRE no debe tener nada conectado a ella.
4. Abrir la válvula de solenoide 20HH-1 y lentamente abrir la válvula 75. Verificar para asegurarse que la presión en el manómetro 63HVG-1 es menor que 75 psig. Ajustar los reguladores de la fuente si es necesario.
5. Calibrar el analizador de gas portátil para medir el porcentaje de hidrógeno en dióxido de carbono. Referirse a la publicación de Analizador de Conductividad Térmica del Gas para el procedimiento de calibración. El gas hidrógeno para la calibración podría ser obtenido desde la conexión de prueba de calibración en el distribuidor de control de gas hidrógeno. Abrir la válvula 63, ajustar el regulador de presión para pasar un pequeño flujo de gas, y estrangular la válvula 53 para permitir que una pequeña cantidad de hidrógeno puro entre al analizador portátil de gas para propósitos de calibración. Luego que la calibración está completa, cerrar las válvulas 53 y 63.
6. Conectar el tubo sensor del analizador a la conexión GSS ubicada en el distribuidor de control de purgado adyacente a la válvula 57.
7. Estrangulando la válvula 62 o ajustando el regulador de presión, R2, y estrangulando la válvula 56, ajustar el flujo de hidrógeno al generador de 20 a 25 pies cúbicos por minuto (8 a 10 minutos para un cilindro de 200 pies cúbicos), mientras se mantiene la presión de la carcasa en el rango de los 2.0 a 5.0 psig. Hacia el final de la operación de llenado, podría ser necesario estrangular la válvula de ventilación 56 para mantener la presión requerida en el generador, debido a la pérdida reducida de presión en la línea de descarga con contenido de hidrógeno en aumento del gas descargado.
8. Monitorear el flujo de gas desde los sellos. Estrangular válvulas 12 y 13 como sea requerido para mantener el flujo a mitad de escala a través de los medidores de flujo n.º 1 y 2. Esperar un cambio significativo en el flujo dado que el contenido de hidrógeno del sistema aumenta.
9. Mientras se llena el generador, monitorear la pureza del gas que sale del generador. Utilizando el analizador portátil de gas, verificar el porcentaje de hidrógeno en dióxido de carbono en la derivación adyacente a la válvula 57. Llenar hasta que el porcentaje de hidrógeno en dióxido de carbono exceda el 90%. La cantidad de hidrógeno requerido para producir una concentración de

90% en la carcasa del generador es aproximadamente 1.75 veces el volumen de la carcasa a 0.5 psig de presión de gas de la carcasa.

10. Aumentar la presión de gas hidrógeno a la presión de operación deseada ajustando el regulador de presión R2.
11. Durante la acumulación de presión, es necesario monitorear y corregir, de ser requerido, los distintos componentes del sistema, tales como:
 - e. Presión diferencial del sello
 - f. Flujo de gas de sello
 - g. Presión del sistema
 - h. Pureza del gas
 - i. Flujo de entrada del hidrógeno
12. Cuando se alcance la presión de operación deseada, referirse a las Instrucciones de Operación del Gabinete de Control de Hidrógeno para la instalación del gabinete de control de hidrógeno.

D. Configurar el sistema para operación automática.

1. Las válvulas deben estar en las posiciones mostradas en la Tabla 1 para operación normal.
2. Asegurarse que el regulador R2 este ajustado para darla presión de operación deseada.
3. Asegurarse que el flujo de gas del sello a través del gabinete de control de hidrógeno es correcto.

PRECAUCIÓN

Asegurarse que el suministro de dióxido de carbono es adecuado para purgar completamente el generador.
--

E. Remover el hidrógeno y llenar con CO₂

1. Asegurarse que el interruptor selector de control de hidrógeno - 43HP – esté en la posición “MANTENIMIENTO”. Ver tabla 1 para todas las posiciones de las válvulas.
2. Calibrar el analizador portátil de gas para medir el porcentaje de hidrógeno en CO₂. Referirse a la publicación de Analizador de Conductividad Térmica del Gas para los procedimientos de calibración.
3. Monitorear la presión diferencial del aceite de sello/gas para asegurarse que la presión del sello de aceite sea normalmente 5.5 psi mayor que la presión del gas durante la operación de ventilación.
4. La presión del distribuidor de CO₂ está ajustada para 10 a 15 psig.
5. Estrangular las válvulas 56 y 58 para obtener una presión positiva de dos a cinco psig en el sistema y mantener la tasa de alimentación. Monitorear el porcentaje de hidrógeno en los gases ventilados en la válvula 57 utilizando la escala de hidrógeno en dióxido de carbono del analizador de gas.

6. Admitir CO₂ hasta que la concentración de hidrógeno en CO₂ en la derivación de la válvula 57 sea menor que 5%. La cantidad de CO₂ requerida será de cerca de 2.0 veces el volumen de gas de la carcasa del generador.
7. Purgar parte del montaje de válvulas de control de hidrógeno abriendo las válvulas 20HH-2, 53, 62, 63, 65 y 20HH-1 por unos pocos minutos. Cerrar las válvulas 53, 62 y 20HH-1.
8. Las líneas varias de ventilación y drenaje (por ej., 20GK-1, 68, 71, etc.) pueden ser purgadas de la misma forma según se describe en las secciones para remoción de aire y llenado con CO₂.
9. Remover la sección "A" del tubo de hidrógeno, abrir la válvula de solenoide 20HH-1, abrir la válvula 62 por un corto tiempo para purgar los tubos de entrada de hidrógeno. Instalar las bridas ciegas.
10. Apagar el suministro de CO₂. Cerrar la válvula 60. Remover la sección "B" de tubo de CO₂ después que el generador es ventilado a presión atmosférica. Instalar las bridas ciegas.

F. Remover el CO₂ y llenar con aire

1. La tabla 1 muestra la configuración de la válvula para esta operación. Las válvulas en el panel de control deberían ser dejadas en las posiciones ajustadas en la operación previa de CO₂. Debería utilizarse aire seco como se describe arriba en la sección VI.A.2 .
2. Ajustar el regulador en el suministro de aire para aproximadamente 10 psig. Admitir aire dentro del sistema abriendo la válvula en el suministro de aire. Ventilar el CO₂ estrangulando la válvula 56. Ajustar el regulador de aire y la válvula 56 para mantener una presión de 2.0 a 5.0 psig en el sistema.
3. El aire debería ser admitido hasta obtener una concentración en exceso de 95% de aire en CO₂ en la derivación adyacente a la válvula 57. Las válvulas 63, 20HH-2, 65 y 53 deberían ser abiertas y la concentración verificada en la derivación adyacente a la válvula 53.
4. Mientras se mantenga la presión en el sistema del generador y/o el generador esté rotando, mantener el sistema de aceite de sello operando y la presión del sistema del generador en un rango de 2 a 5 psig. Cuando se decida apagar, reducir la presión del sistema del generador a atmosférica, parar cualquier rotación del generador y apagar el sistema de aceite de sello.
5. Desconectar el suministro de aire, abrir todas las válvulas de ventilación del generador. Permitir que la presión del generador disminuya hasta 0 psig antes de remover cualquier cubierta o tubería.
6. Las cubiertas deben ser removidas con cuidado. Los tubos deben ser abiertos con cuidado. Antes de ingresar a la carcasa del generador, las cubiertas de ambos extremos deberían ser removidas y aire seco soplado en un extremo del generador y fuera del otro por 30 a 60 minutos.

PRECAUCIÓN

Luego que el generador es purgado de hidrógeno, y antes de que comience cualquier mantenimiento interno del generador, los suministros de hidrógeno y dióxido de carbono deben ser desconectados de la tubería de gas del generador. Las secciones de piezas de la bobina removible designadas como "A" en la línea de alimentación de hidrógeno (GHF-2) y "B" en la línea de alimentación de dióxido de carbono (GCO-2) deben ser removidas e instalarse bridas ciegas. Esto se hace para prevenir que el hidrógeno o el dióxido de carbono ingresen a la carcasa del generador y pongan en peligro la vida debido a válvulas con fugas o mal funcionamiento de las válvulas.

ADVERTENCIA

La presión dentro de la carcasa del generador debe estar en cero (presión atmosférica) antes de remover la cubierta de acceso o tubo al generador.

PRECAUCIÓN

Se recomienda no utilizar nunca conexiones permanentes de aire con propósitos de purgado, debido al peligro de admisión accidental de aire al hidrógeno y la posibilidad de crear una mezcla explosiva.

Tabla 1: Purgado del sistema

*todas las válvulas mencionadas se muestran en el P&ID adjunto

A = Abierta; C = Cerrada; E = Estrangulada; D = Drenaje

Gabinete de control de hidrógeno	Aire de llenado/prueba	Aire a CO ₂	CO ₂ a H ₂	Normal	H ₂ a CO ₂	CO ₂ a Aire
HV-2971A	A	A	A	A	A	A
HV-2973A	A	A	A	A	A	A
HV-2972	A	A	A	A	A	A
FY-2972	A	A	A	A	A	A
HV-2977	C	CE	C	C	C	C
HV-2975	C	CE	C	C	C	C
HV-2974	A	A	C	C	C	C
FY-2974	A	A	A	A	A	A
HV-2984	A	A	C	C	C	C
FY-2975	A	A	C	C	C	C
FY-2976	A	A	C	C	C	C

HV-2979	A	CE	E	E	E	E
HV-2981	A	CE	E	E	E	E
FY-2971	C	CA	C	C	C	C
FY-2973	C	CA	C	C	C	C
16 (flujo alto en el extremo de la turbina)	E	E	E	E	E	E
17 (flujo bajo en el extremo de la turbina)	E	E	E	E	E	E
18 (flujo alto en el extremo del colector)	E	E	E	E	E	E
19 (flujo bajo en el extremo del colector)	E	E	E	E	E	E
HV-2980	A	A	A	A	A	A
HV-2982	A	A	A	A	A	A
MI-2971	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Gabinete de control de hidrógeno	Aire de llenado/	Aire a CO₂	CO₂ a H₂	Normal	H₂ a CO₂	CO₂ a Aire
MI-2972	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
MI-2973	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
HV-2976	A	A	A	A	A	A
FY-2977	A	A	A	A	A	A
FY-2978	A	A	A	A	A	A
FY-2979	A	A	A	A	A	A
FY-2980	A	A	A	A	A	A
FY-2981	A	A	A	A	A	A
HV-29831	A	A	A	A	A	A
HV-29851	A	A	A	A	A	A
HV-29861	A	A	A	A	A	A
Válvulas de control de hidrógeno						
20HH-1	C	CAC	CA	A	AC	C
20HH-2	A	A	A	A	AC	CA
62	A	A	C	C	CA	C
63	A	A	C	C	CA	CA
63HVG-1	N/D	N/D	<75 PSIG	N/D	N/D	N/D
63HVG-2	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
65	A	A	A	A	AC	CA
75	C	CA	CA	A	AC	C
76	C	C	C	C	C	C
53	C	CEC	C	C	CE	CE
A	SIN INSTALAR	NO INSTALAR/ ENTRADA	INSTALAR	INSTALAR	NO INSTALAR	REMOVER/ CIEGA
R2	N/D	N/D	MÍN	A PRESIÓN OPERAC.	N/D	N/D
Válvulas de control de purgado						
20GK-1	C	CAC	C	C	CA	CA

20PM-1	A	A	C	C	CA	C
54	A	A	A	A	A	A
55	A	A	C	C	CA	C
56	CA	CEC	CE	C	CE	CE
57	C	CE	CE	C	CE	CE
58	CE	CE	A	A	AE	A
59	C	C	C	C	C	C
60	C	CA	A	A	AC	C
71	DC	CE	C	C	CE	CE
77	A	A	C	C	CA	C
97	DC	C	C	C	C	C

Gabinete de control de hidrógeno	Aire de llenado/prueba	Aire a CO ₂	CO ₂ a H ₂	Normal	H ₂ a CO ₂	CO ₂ a Aire
B	INSTALAR	INSTALAR	INSTALADA	INSTALADA	NO INSTALAR	REMOVER/CIEGA
SV-1	ENTRADA CO ₂	ENTRADA CO ₂	VENTILACIÓN/CO ₂	ENTRADA CO ₂	ENTRADA CO ₂	VENTILACIÓN
Detector de nivel de líquido						
72	A	A	A	A	A	A
74	A	A	A	A	A	A
Distribuidor de H₂						
68	C	C	C	C	CE	CE
70	A	A	A	A	A	A
Distribuidor de CO₂						
51	C	C	-	-	-	-
Tuberías						
61	A	A	A	A	A	A
64	A	A	A	A	A	A
68	DC	CE	C	C	CE	CE
69	A	A	A	A	A	A
70	A	A	A	A	A	A
81	DC	C	C	C	C	C
82	DC	C	C	C	C	C
83	DC	C	C	C	C	C
84	DC	C	C	C	C	C
85	DC	C	C	C	C	C
86	DC	C	C	C	C	C
90	A	A	A	A	A	A
91	A	A	A	A	A	A
92	DC	C	C	C	C	C
93	DC	C	C	C	C	C
94	DC	C	C	C	C	C
95	C	CAC	C	C	CA	CA
96	C	A	C	C	CA	CA
31	A	A	A	A	A	A
32	A	A	A	A	A	A
111	A	A	A	A	A	A
112	C	CAC	A	A	A	A
120	C	C	C	C	C	C

G. Apagado

Previo al apagado del sistema de aceite de sello, el generador debe ser purgado para que el hidrógeno no esté presente en una concentración peligrosa. Si debe realizarse mantenimiento en el interior, debajo o cerca del generador o si el tiempo de parada será mayor que unas pocas horas, entonces el dióxido de carbono debería ser purgado y reemplazado por aire. Después que los pasos de purgado estén completos:

- a. Reducir la presión del dióxido de carbono mediante ventilación.
- b. Cuando la presión dentro de la carcasa disminuya a 15 psig, comenzar a operar manualmente la válvula de desviación de trampa de flotador. La válvula debería estar completamente abierta cuando la presión interna alcance 5 psig.
- c. Apagar el sistema de suministro de aceite de sello cuando la presión interna alcance 2 psig. Esto previene la inundación del generador o del gabinete de control de hidrógeno con aceite.
- d. Abrir la válvula de ventilación del generador.
- e. No abrir los blindajes del extremo del generador u otras cubiertas de acceso hasta que el operador esté seguro de que no hay presión dentro del generador.
- f. Utilizar aire comprimido o ventiladores grandes para soplar el CO₂ fuera de los puntos bajos del generador luego de abrirlo.

H. Purgado de gas y operación normal del generador

El generador es purgado con gases antes y después de su operación normal. La tabla de abajo muestra algunas características generales de las operaciones que deben llevarse a cabo.

Por favor leer las notas aclaratorias debajo de la tabla.

Tabla 2. Datos varios sobre las operaciones de purgado y normal

Actividad	Aire a CO ₂	CO ₂ a H ₂	Llenado H ₂	Normal	Desgasificar	H ₂ a CO ₂	CO ₂ a Aire
Tiempo estimado (hr)	0.5	2	1	N/D	0.5	1	N/D
Veloc. de flujo recomendada (m ³ norm./hr)	3.5	1.4	N/D	N/D	N/D	3.4	N/D
(pies ³ norm./min)	120	50	N/D	N/D	N/D	120	N/D
(minutos por botella)	3	5	N/D	N/D	N/D	3	N/D
Cantidad de gas (● volumen del generador)	1	2	n	N/D	0	2	>3

Controles de los gabinetes de control de hidrógeno							
Selección de "Modo"	Purgado	Purgado	N/D	Normal	N/D	Purgado	Purgado
Selección de "Función"	CO ₂ en Aire	H ₂ en CO ₂	H ₂ en Aire	H ₂ en Aire	H ₂ en Aire	H ₂ en CO ₂	CO ₂ en Aire
% Parada	70% CO ₂	90% H ₂	N/D	N/D	N/D	5% H ₂	5% CO ₂

Posiciones de las válvulas de la estación de válvulas de gas							
Válvulas de 3 vías	abajo	derecha	derecha	Derecha	cualquiera	abajo	abajo
Válvula de ventilación principal	parcialmente abierta	parcialmente abierta	cerrada	cerrada	abierta completa	parcialmente abierta	parcialmente abierta
Válvula de aislamiento - PCV del generador	cerrada	abierta	abierta	abierta	cerrada	cerrada	cerrada
Válvula de desvío – PCV del generador	cerrada	cerrada	abierta	cerrada	cerrada	cerrada	cerrada
Válvula de cierre de CO ₂	abierta	cerrada	cerrada	cerrada	cerrada	abierta	cerrada
Válvula de cierre de Aire	cerrada	cerrada	cerrada	cerrada	cerrada	cerrada	abierta
Pieza de bobina de H ₂	fuera	línea de H ₂	cualquier posición	fuera			
Pieza de bobina de CO ₂	línea de CO ₂	línea de CO ₂	línea de CO ₂	línea de CO ₂	línea de CO ₂	línea de CO ₂	línea de aire

J. Información general sobre purgado

Tiempo estimado de purgado = Volumen del generador * cantidad de gas / velocidad de flujo

1. Velocidades de flujo de CO₂ y H₂ recomendadas.

La velocidad de flujo recomendada del dióxido de carbono es de 120 pies³ norm./min (3.4 m³ norm./minuto) para un volumen interno del generador de 2,800 pies³ (80 m³). La velocidad de flujo recomendada del hidrógeno es de 50 pies³ norm./min (1.4 m³ norm./minuto) para un volumen interno del generador de 2,800 pies³ (80 m³). Estas velocidades de flujo son aproximadas, y para volúmenes del generador muy diferentes de 2,800 pies³ (80 m³), la velocidad de flujo recomendada cambiaría proporcionalmente con el volumen del generador (por ejemplo, dos veces la velocidad de flujo si el generador es dos veces más grande).

2. Control automático de flujo de CO₂ y H₂ durante el purgado

La velocidad de flujo durante el purgado es automáticamente controlada por el tamaño de las restricciones de flujo las cuales son integrales con el equipo.

3. Las botellas pueden ser descargadas simultáneamente.

La presión de dos botellas podría disminuir en cerca del doble de tiempo, de tres botellas en cerca del triple del tiempo, relativo al tiempo dado en la tabla de arriba.

4. Control manual de presión del generador durante el purgado

Dada la estratificación del gas debido a la flotabilidad que ocurre dentro del generador, habrá poco o nada de cambio en la mezcla del gas ventilado durante los primeros 2/3 del tiempo de purgado. Durante el último 1/3 del purgado, las concentraciones de gas cambiarán rápidamente.

La válvula de ventilación del generador debería posicionarse y ajustarse para mantener entre 2 y 5 psig (13.8 a 34.5 kPag, 0.14 a 0.35 kg/cm²) dentro del generador. La presión del generador cambiará, y la válvula podría necesitar ajuste, durante el 1/3 final del purgado porque durante ese tiempo la densidad del gas podría cambiar drásticamente.

5. Cuantificando la cantidad del gas.

Dado a que el gas es comprimible y flotante es difícil de medir, y no es natural percibir el concepto de cantidad de gas. La masa de una muestra de gas no cambia, aunque su volumen puede cambiar debido a las interacciones de presión, temperatura y densidad. Por lo tanto, la mejor forma de cuantificar el gas es mediante unidades de masa. Sin embargo, dado que el gas tiene un peso muy pequeño y se deforma y se difunde, la masa no puede ser determinada mediante medición en una balanza. Y las unidades de masa no tienen importancia directa porque el gas es utilizado por su volumen, no por su masa, en la mayoría de las aplicaciones mecánicas.

Por lo tanto, se ha transformado en una norma de la industria describir la cantidad de gas en unidades de volumen "normal". "Normal" significa que se asume que la presión y temperatura son 14.7 psia (1 atmósfera al nivel del mar, 101.4 kPaa, 1.034 kg/cm²a) y 77°F (25°C), respectivamente. Algunas veces el estándar de temperatura es diferente, por eso es importante conocer la presión y temperatura normales específicas que se están utilizando siempre que se dé un volumen normal de gas. La presión o temperatura real de una muestra de gas puede ser sustancialmente diferente de las condiciones "normales"; sin embargo, la masa de la muestra de gas puede ser cuantificada pretendiendo que está en "condiciones normales". Por ejemplo, una botella de gas comprimido podría tener solamente unos pocos pies cúbicos de volumen físico, pero tener cientos de pies cúbicos de volumen "normal" de gas porque el gas puede expandirse a la presión "normal".

Este sistema de medición funciona porque hay solamente una densidad de gas correspondiente a una combinación de presión/temperatura para un tipo particular de gas, y solamente una densidad "normal" para cada uno de los gases. El volumen "normal" de un gas en particular puede por lo tanto ser considerado como una dimensión de masa.

"p³ norm./min" significa "pies cúbicos normales por minuto" "Normales" significa que el flujo de masa de gas es equivalente al flujo volumétrico si el gas estuviera a 25°C (77°F) y a 1 atmósfera (14.7 psia, 101.4 kPaa, 1.034 kg/cm², lo que es 0 psig a nivel del mar). La "n" adelante de "m³/hr" también significa "normal"

K. Purgado con CO₂

1. Baja presión significa menos gas utilizado

Durante el proceso de purgado la presión de gas del generador debería estar entre 2 y 5 psig (13.8 a 34.5 kPag, 0.14 a 0.35 kg/cm²), preferiblemente a 2 psig (13.8 kPag, 0.14 kg/cm²). Una presión de gas del generador menor requiere menos gas de purgado. Esto es porque el purgado es un fenómeno de desplazamiento del gas, el cual es estimulado por el volumen, y los gases de mayor presión tienen más masa (más gas) para un volumen dado. Por ejemplo, un generador de 2,800 pies³ (80 m³) requerirá una botella adicional de CO₂ para desplazar H₂ por cada psi (cada 7 kPa, cada 0.07 kg/cm²) de presión adicional de gas.

2. Baja velocidad de flujo significa menos gas utilizado

La velocidad de flujo durante el purgado es mantenida baja para evitar la mezcla de gases dentro del generador. Los gases son separados naturalmente por flotabilidad.

3. Contenido de nitrógeno en el aire

El 70% de CO₂ en concentración de aire es aceptable porque resulta en solamente 6% O₂, siendo los restantes los gases inertes N₂ y CO₂.

4. Purgado de las cavidades sin salida con CO₂

Después que el generador es purgado con dióxido de carbono a 70% CO₂ en aire o 95% CO₂ en H₂, la presión de gas del generador de unos pocos psig (varios kPag, una fracción de un kg/cm²) debería utilizarse para purgar las cavidades sin salida del generador. Lo más importante es que los ensanches de drenaje de aceite de sello deberían ser purgados simultáneamente abriendo las válvulas de barrido el tiempo suficiente para ventilar 35 pies³ (1 m³) de gas. Si hay volúmenes de aire o H₂ que no pueden ser purgados utilizando la presión de CO₂ del generador, entonces debería utilizarse un suministro portátil de CO₂.

5. Purgado de H₂ después que el rotor ha bajado la velocidad

Antes de admitir el CO₂, se recomienda esperar hasta que el rotor ha desacelerado el virador o permanece estacionario. Un eje giratorio mezclará los gases dentro del generador. La mezcla destruirá la flotabilidad en capas que mantiene al CO₂ en la parte inferior y al H₂ arriba. Si el generador debe ser purgado mientras el eje está rotando, debería haber suficiente CO₂ disponible que considerara para la mezcla. Éste puede ser varias veces la cantidad de CO₂ normal requerida para una purga.

6. Capa de niebla de vapor de agua

Durante el purgado donde el CO₂ frío reemplaza al aire a temperatura ambiente, una capa de niebla condensada de vapor de agua se forma en el límite entre ambos gases. La velocidad de flujo óptima de CO₂ se calculó originalmente atestiguando el movimiento de esta capa de niebla.

L. Aplicación de aire al generador

Las piezas de bobina removibles están diseñadas para inhibir la introducción de aire mientras hay hidrógeno en el generador y proveen un medio para prevenir absolutamente la entrada de gases peligrosos mientras el personal esté adentro del generador realizando mantenimiento.

1. El aire puede tener una velocidad de flujo alta

El aire es relativamente económico comparado con el H₂ y CO₂. Por lo tanto, el generador y el procedimiento de purgado no están diseñados para minimizar la cantidad de aire requerido.

Dado que no hay posibilidad de mezclar H₂ y aire juntos, el aire es introducido dentro del generador a través del tubo de distribución de CO₂ en la parte inferior del interior del generador. De esta manera, el aire más liviano está debajo del CO₂ más pesado, y los gases se mezclan completamente durante el purgado. Dado que la mezcla no puede ser evitada, una velocidad de flujo muy alta de aire puede ser utilizada.

2. El suministro de aire debe estar típicamente desconectado

Todas las conexiones de aire al generador deben ser desconectadas cuando el CO₂ es admitido, y especialmente cuando el H₂ está dentro del generador.

3. Remover las botellas y las piezas de la bobina antes de admitir aire

Antes de admitir aire dentro del generador, deshabilitar totalmente las líneas de alimentación del CO₂ y H₂ que conectan las botellas de CO₂ y H₂ al generador, al gabinete de hidrógeno y a todos los otros equipos, tales como el secador de gas. Cerrar las válvulas no es suficiente. Las botellas deben ser removidas, o la tubería desmontada en una pieza de la bobina u otro accesorio. Si un trabajador está trabajando en el generador, una situación peligrosa puede desarrollarse por fugas de gas a través de las válvulas. El CO₂ es venenoso en concentraciones moderadamente bajas y el H₂ es explosivo en concentraciones superiores a 4%.

4. Expulsar el CO₂ de los puntos bajos en el Generador

Después que el generador es purgado con aire, algo de CO₂ permanecerá en los puntos bajos del generador. Después que el blindaje del extremo, la cubierta de la caja de bujes u otra placa de acceso sea removida, el generador debería quedar libre de CO₂, soprándolo ya sea con una manguera de aire comprimido o ventiladores grandes.

5. Control de condensación durante una pausa

Durante una pausa del generador, las válvulas en las tuberías deberían ser cerradas para que el aire húmedo de la atmósfera no entre en las tuberías. El aire húmedo hará que se forme condensación interna en las tuberías dado que la temperatura ambiente fluctúa del día a la noche. Específicamente, las válvulas en el lado inferior del generador deberían ser cerradas. Esto prevendrá la corrosión interna de los tubos y la acumulación de agua. El agua que se congela podría causar roturas en los tubos y fugas de gas. Alternativamente, para dirigir el agua condensada a la chimenea de ventilación, los mangos de las válvulas de tres vías deben estar a la derecha.

M. Encendido y apagado del suministro de aceite de sello

1. Encendido del sistema de aceite de sello

El sistema de aceite de sello no debería encenderse antes de que la presión interna del generador alcance los 2 psig de CO₂. A esta presión baja, la válvula de desviación de la trampa de flotador debe ser abierta para prevenir la inundación del generador o del gabinete de control de hidrógeno. Luego el sistema de aceite de sello debe ser encendido para la purga. El encendido del sistema de aceite de sello se hace simultáneamente que se presuriza el generador para el purgado. Mientras el desvío es utilizado, es crítico que el nivel de aceite no disminuya por debajo de la trampa de flotador. Si esto pasara y hay hidrógeno dentro del generador, el hidrógeno podría ingresar al área de los cojinetes a través del ensanche de drenaje de los cojinetes. Cuando la presión interna del generador aumenta por encima de 5 psig, la válvula de desviación debería ser estrangulada, hasta que esté totalmente cerrada cuando la presión interna del generador alcance los 15 psig.

2. Apagado del sistema de aceite de sello

Después que la purga de aire está completa, el sistema de aceite de sello puede ser apagado mientras que la última pequeña cantidad de presión está siendo ventilada del interior del generador. El sistema de aceite de sello no debería ser mantenido operando si no hay presión en el generador porque el generador podría inundarse con aceite debido a la restricción de flujo de la trampa de flotador.

N. Purgado, llenado, operación normal y desgasificación de H₂

1. CO₂ debe estar siempre disponible

El sistema de alimentación de CO₂ para el generador debería estar operacional continuamente durante el purgado de H₂ y la operación normal. Podría ser necesario un purgado de emergencia del H₂ en cualquier momento.

2. Presurizar el generador con H₂ a una presión levemente menor

El generador no necesita ser llenado a la presión de operación completa, sino preferentemente cerca de 10% más bajo (con relación a la presión absoluta). La temperatura del gas poco después del purgado y llenado estará cerca de la temperatura ambiente dada la gran masa térmica de los componentes eléctricos del generador. Durante la operación el gas del generador está mucho más caliente. Por la ley de gases perfectos, la presión aumentará mientras la temperatura aumenta dado un volumen constante para el gas. Por lo tanto, la presión al final del llenado debería ser de acuerdo con la siguiente tabla:

Tabla 3. Presión del generador al final de los ciclos de llenado de hidrógeno

Presión durante la operación	psig	15	30	45	60	75
Presión luego del llenado con H ₂	psig	12	25.5	39	52.5	66
Presión durante la operación	kPa-g	103	207	310	414	517
Presión luego del llenado con H ₂	kPa-g	83	176	268	361	454
Presión durante la operación	kg/cm ²	1.05	2.11	3.17	4.22	5.28
Presión luego de llenado con H ₂	kg/cm ²	0.84	1.79	2.74	3.69	4.64

3. Cerrar la alimentación de H₂ cuando se despresurice el generador

Cuando el operador abre la válvula de ventilación para despresurizar el generador, también debería cerrar la válvula de alimentación de hidrógeno en el tubo conductor al generador.

A. Uso del gabinete de control de hidrógeno durante el purgado

1. Ajustes del gabinete de control de hidrógeno

El gabinete de control de hidrógeno es el dispositivo que monitorea la pureza del gas del generador. La selección *Purgado* controlará las válvulas de manera que la muestra de gas sea tomada desde la ventilación del generador. La selección *Normal* controlará las válvulas de manera que la muestra de gas sea tomada del generador mismo.

2. Contaminación de filtros con CO₂

Asegurar que la configuración “purgado” y no la configuración “normal” es aplicada a todos los sensores aplicables de gas del gabinete de control de hidrógeno cuando se esté purgando. Esto prevendrá que el CO₂ entre en los secadores de filtros, que son coladores moleculares. Si el CO₂ ingresa a los secadores de filtros, lentamente sangrará durante el primer día de operación normal con H₂ en el generador. Si sucediera, la lectura sería inexacta, ya que se indicará más contaminación de aire en el gas del generador que la que está presente realmente durante el primer día de operación.

P. Ajuste de las velocidades de flujo de barrido

Los generadores que no tengan aceite de sello tratado al vacío deberán ser provistos con un medio de sangrado continuo de bajo flujo de gas del generador desde cada uno de los dos ensanches de drenaje de aceite de sello. Los ensanches de drenaje de aceite de sello están donde la contaminación del aire sea introducida dentro del generador porque el aire proviene de la solución del aceite de sello. Las válvulas de control de gas automáticamente introducirán hidrógeno limpio dentro de la carcasa cuando el gas es sangrado, con el resultado de mantener la pureza de gas del generador a un nivel aceptable.

Los medidores visuales de velocidad de flujo de barrido y las válvulas de control operadas manualmente están ubicados típicamente en el gabinete de control de hidrógeno. Las tasas de flujo deberían ser ajustadas para que la pureza del gas de la cavidad extrema del generador sea mantenida sustancialmente por encima del Nivel de Explosión Superior de H₂ en aire. El valor exacto es dependiente de la exactitud del equipamiento que monitorea la pureza y de la filosofía de operación de la planta de energía. (Referirse a la Norma IEC 842 por guía si no existiese filosofía.)

1. Puesta en marcha

Inicialmente, antes de que haya ningún dato o precedente sobre la cual basar el punto de ajuste de la velocidad de flujo real, las válvulas deberían ser ajustadas para remover cerca de 1 pie cúbico normal por hora (472 ml/min) de cada ensanche de drenaje de aceite de sello. Luego de varias horas, lo que es un largo tiempo para asegurar que el sistema se ha estabilizado, la velocidad de flujo puede ser cambiada. Las velocidades de flujo más altas mejoraran la pureza del gas, las velocidades de flujo más bajas degradarán la pureza del gas.

Una alta velocidad de flujo no es deseable desde una perspectiva económica porque el gas barrido es perdido en una ventilación.

2. Luego de una alarma de baja pureza

Hay tres ajustes para pureza de gas barrido: punto de ajuste de control, alarma por baja pureza y alarma por pureza extremadamente baja. El punto de alarma por pureza extremadamente baja no debería estar por debajo de 80% de H₂ en aire por pureza de volumen.

Si la pureza de hidrógeno en una cavidad extrema disminuye al punto de alarma por baja pureza, el operador deberá reajustar las velocidades de barrido para alcanzar el punto de ajuste de control. Puede suceder que la velocidad de flujo no pueda ser más incrementada, en cuyo caso el generador deberá apagarse y purgarse de hidrógeno para que la causa del problema pueda ser solucionada.

3. Tendencia

Es inusual tener una necesidad de aumentar el barrido. Los registros deberían conservarse y graficarse durante períodos prolongados para poder determinar las tendencias de las velocidades de barrido de las dos cavidades extremas. De esta manera se puede identificar la condición del sello del eje del generador, fugas de válvulas de CO₂, y otros problemas.

4. Indicador de flujo inestable

Si el indicador de flujo para el gas de barrido es inestable, lo que significa que el indicador de flujo se mueve cada segundo por sí mismo, entonces el equipo puede continuar operando hasta la próxima pausa, momento en el cual la causa por la lectura excitable puede ser investigada y corregida. La lectura correcta de flujo es el promedio de las lecturas inestables. La inestabilidad es causada por líquido en las líneas (por lo que todas las columnas de goteo deben ser drenadas), o por un leve bloqueo por sólidos que se mueven hacia delante y atrás. Al flujo a través de analizadores de gas basados en termistores también se le permite alguna inestabilidad.

Q. Operación del generador a plena velocidad con aire adentro

Durante la puesta en marcha u otra circunstancia especial, el generador puede requerir ser operado a plena velocidad con aire dentro de la carcasa. Los sellos de eje necesitarán aceite para su lubricación durante este modo de operación, y, por lo tanto, el sistema de aceite de sello debe estar funcionando con la válvula de desviación de trampa de flotador abierta manualmente. Sin la válvula abierta, el aceite de sello que se drene al lado del generador y fuera de la trampa de flotador, podría volver adentro e inundar el generador. Por lo tanto, el generador debe ser presurizado con aire de 2 a 5 psig (13.8 a 34.5 kPag, 0.14 a 0.35 kg/cm²) y la trampa de flotador ser desviada para que el aceite drene apropiadamente.

Una presión más alta, de 15 psig (103.5 kPag), es necesaria si no es posible monitorear manualmente el desempeño de la trampa de flotador.

NOTA

Podría no ser posible producir ninguna energía eléctrica bajo estas circunstancias. Contactar a Servicios de Productos de Sistemas de Energía de GE para determinar los límites operativos.

La presión diferencial del ventilador del generador aumentará proporcionalmente a la densidad del gas. Por lo tanto podría ser 3, 4, tal vez 8 veces más alta que durante la operación normal con hidrógeno dentro del generador. El indicador de presión diferencial del ventilador del generador podría no estar diseñado para el servicio de alto diferencial, y podría requerirse su aislación para que sus mecanismos no se dañen. En particular, si el indicador del diferencial del ventilador es un manómetro, debe ser aislado para que el líquido pesado de bromo no sea empujado al generador donde podría causar corrosión.

La presión diferencial más alta del ventilador puede causar que el aceite entre al generador, a menos que la presión se mantenga alta y que las líneas de ventilación – típicamente utilizadas para barrido – en los dos ensanches de drenaje de aceite de sello estén ligeramente abiertas para que el aire sea ventilado desde fuera del generador a través de ellas.

El suministro de aire debe ser limpio y seco. Debería usarse un filtro y un secador de aire. Si un secador de gas hidrógeno es provisto con el generador, debería ser aislado del sistema y no utilizarse a menos que el fabricante del secador de gas específicamente apruebe su uso como un secador de aire.

VII. RESPUESTA A LAS ALARMAS

La activación de cualquier alarma requiere atención inmediata del operador. La excesiva demora en la corrección de una condición de alarma podría resultar en daño al generador, equipo, y posibles lesiones al personal.

Las alarmas en el sistema de gas hidrógeno se resumen a continuación.

Investigación del Operador: Deterioro posterior no causará una reducción de carga del generador ni una condición poco segura:

Pequeña acumulación de líquido en las columnas de goteo

Indicaciones concernientes a la humedad o al equipo secador de gas (si es parte del sistema de gas)

Investigación del Operador: La atención del operador es necesaria a la más pronta conveniencia:

Alta presión de gas del generador

Baja presión de suministro de hidrógeno

Detección de alto nivel de líquido en la carcasa del generador

Investigación del Operador: Una reducción de carga del generador o una condición poco segura es posible con deterioro posterior.

Baja presión de gas del generador

Baja pureza de gas del generador

Alta temperatura de gas del generador

Detección de nivel extremadamente alto de líquido en la carcasa del generador

Detección de alto nivel de líquido en el ensanche de drenaje de aceite de sello

Alarma por detección de sobrecalentamiento de partículas del aislamiento (no provista con todos los generadores)

Apagado manual del turbogenerador

Pureza extremadamente baja de gas del generador (<80%)

Baja presión diferencial del aceite de sello

No hay suministro eléctrico de CA

Apagado automático del turbogenerador:

Pureza extremadamente baja de gas del generador (<80%)

Baja presión diferencial del aceite de sello

No hay suministro eléctrico de CA

A. Alarmas de baja y extremadamente baja pureza de gas del generador

1. Asumir que el aire es el contaminante. Por favor leer las advertencias concernientes a la contaminación de hidrógeno como se proporcionan al principio de este documento. En particular, se asume que el contaminante es aire a menos que haya razón para sospechar que puede haberse introducido oxígeno puro. Una condición para sospechar oxígeno puro es si la fuente de hidrógeno es un dispositivo de generación de hidrógeno.

2. Peligro de explosión

Baja pureza es un problema principalmente por el peligro de explosión del hidrógeno.

3. Efecto de la baja pureza del gas de la carcasa

El gas de baja pureza en la carcasa elevará levemente las temperaturas del devanado del generador porque el aire tiene una conductividad térmica relativamente baja (cerca de un décimo de la del hidrógeno) y el aire forma una capa límite más gruesa, lo cual reduce la convección. También, el aire en la carcasa del generador aumenta las pérdidas en el devanado y el ruido. La mayoría de los generadores tienen indicadores de presión diferencial de los ventiladores, los que indicarán valores marcadamente más altos si la pureza del gas de la carcasa está por debajo del 90%.

4. La lectura de pureza del gas tiene una demora de tiempo

Hay una demora entre el tiempo en que la pureza del gas del generador cambia y el monitoreo de ese cambio debido al volumen de gas en la tubería interconectora y a la velocidad de flujo a través de esa tubería, como así también la difusión de contaminante que se producirá en la tubería. Dada la baja velocidad de flujo, el tamaño y longitud del tubo, el ratio de presión de gas a ambiente, y un factor de 2 a tener en cuenta por difusión, el operador puede calcular el tiempo de demora.

Por ejemplo, una línea sensora de 50 pies de tubo de 0.5 pulgada de diámetro y una presión del generador de 60 psig con una velocidad de flujo de gas de 2 pies cúbicos normales por hora tendrá un tiempo de demora de $2 * 50 \text{ pies} * (0.25 * \pi * 0.5 * 0.5) \text{ pulg.}^2 * (60 + 14.7 \text{ psia} / 14.7 \text{ psia}) * X / 2 \text{ pies}^3 \text{ norm./hora} = 21 \text{ minutos}$

X = factores de conversión de unidad (por lo tanto X = 1)

Por ejemplo, una línea sensora de 15.24 metros de tubo de 12.7 mm de diámetro y una presión del generador de 414 kPa-g (4.22 kg/cm²) con una velocidad de flujo de gas de 944 ml/minuto tendrá un tiempo de demora de $2 * 15.24 \text{ m} * (0.25 * \pi * 12.7 * 12.7) \text{ mm}^2 * (414 + 101.4 / 101.4) * X / 944 \text{ ml/min} = 21 \text{ minutos}$

X = factores de conversión de unidad (por lo tanto X = 1)

Por lo tanto, mientras localiza los desperfectos, el operador deberá recordar que la lectura de pureza no es actual.

5. Sistemas de aceite de sello sin tratamiento de vacío

Si hay una alarma de baja pureza en una cavidad extrema (no la carcasa del generador), la velocidad de barrido debería ser aumentada para restablecer la lectura del punto de ajuste deseado. Si la pureza no puede ser mantenida entre el punto de ajuste deseado y la alarma de baja pureza y si el barrido está al máximo, entonces el generador debería ser apagado y la fuente de contaminación identificada y corregida. No operar el generador por más de unos pocos minutos cuando la pureza es menor que el punto de alarma por pureza extremadamente baja. (<80%).

6. Sistemas de aceite de sello con tratamiento de vacío

Los sistemas con aceite de sello tratado al vacío no son susceptibles a contaminación en las cavidades extremas y por lo tanto no requieren barrido desde los ensanches de drenaje. Es posible que el equipo que monitorea la pureza del gas solamente tome muestras de gas de la carcasa del generador. El punto de ajuste deseado del gas de la carcasa del generador deberá ser muy alto, aproximadamente 98%, y no será ajustable porque no hay barrido. El punto de alarma de baja inicia la investigación del operador y el punto de alarma de extremadamente baja accionará un apagado automático o será utilizado para avisar al operador para que apague manualmente el generador.

Si el proceso de tratamiento de vacío del aceite de sello está siendo desviado o es inoperante, entonces el operador deberá barrer gas desde los ensanches de drenaje de aceite de sello. 35 pies cúbicos normales de gas (1 m³) (cerca de 1/6 de una botella), (17.5 pies³ (0.5 m³) de TE y 17.5 pies³ (0.5 m³) de CE), deberían ser barridos cada hora.

7. Fuentes de contaminación

Posibles fuentes de contaminación de la cavidad extrema son el flujo excesivo de aceite de sello, el drenaje inadecuado de aceite de sello, el barrido insuficiente, y excesivo aire en el suministro de aceite de sello.

La baja pureza en la carcasa puede deberse a una válvula de CO₂ con fuga. Las válvulas de CO₂ a menudo se corroen debido a la interacción del CO₂ con la humedad causando la formación de un ácido, y por lo tanto son susceptibles a fugas internas.

Humedad en la sonda del analizador de gas podría causar lecturas erróneas. Un indicador de humedad de aluminio debería estar corriente arriba de la sonda del analizador de gas, y advertirá de contaminación de humedad.

La humedad es removida a menudo de la muestra de gas por un filtro colador molecular. Este tipo especial de filtro atrapa el dióxido de carbono y lo extrae durante un día o similar. Por lo tanto, si el dióxido de carbono de la operación de purgado fue inadvertidamente enviado al filtro, la lectura mostrará erróneamente baja pureza cerca de un día.

B. Alta temperatura del gas del generador

Si la temperatura del gas de la carcasa del generador es demasiado alta hay una posibilidad de daño a la aislación del devanado. La alarma de temperatura del gas de la carcasa del generador es parte del equipo del generador y no del sistema de gas hidrógeno. Típicamente el punto de alarma es 2°C (3.5°F) por encima de la temperatura normal operativa del gas. Después de la alarma, el flujo de agua enfriadora debería ser aumentado, o tomar otra acción inmediatamente para bajar la temperatura del gas. Si la causa no puede ser corregida inmediatamente, la carga en el generador debería ser reducida hasta que la temperatura normal del gas sea obtenida.

C. Alta presión de gas del generador.

La presión del gas del generador es mantenida por una válvula de control en el montaje de válvulas de control de gas. Si la válvula de control fuera encontrada no ajustable o de otra forma con mal funcionamiento, puede ser aislada y reparada. El generador puede continuar operando con hidrógeno siendo periódicamente provisto a través de una válvula de desviación alrededor de la válvula de control. Alternativamente, si se provee un regulador de presión de dos etapas sobre el distribuidor de botellas, el regulador puede ser ajustado y utilizado para controlar la presión de gas del generador temporalmente.

El problema primario con la alta presión de gas del generador es que subirá por encima de la capacidad del sistema de aceite de sello. Por el diseño del sistema, esta situación es poco probable.

D. Baja presión de gas del generador

Una baja presión de gas del generador de solamente unos pocos psi (varios kPa, varios centésimos de kg/cm^2) causará varios grados Celsius de temperatura elevada en los devanados del rotor. Por lo tanto es importante restablecer la presión de gas nominal del generador o bien reducir la carga después de una alarma de baja presión de gas del generador.

La alarma de baja presión del generador debería ajustarse dentro de los 2 psi (13.8 kPa, 0.14 kg/cm^2) por debajo de la presión nominal de gas del generador.

La presión de gas del generador es mantenida mediante una válvula de control en el montaje de válvulas de control de gas. Si la válvula de control fuera encontrada no ajustable o de otra forma con mal funcionamiento, puede ser aislada y reparada. El generador puede continuar operando con hidrógeno siendo periódicamente provisto a través de una válvula de desviación alrededor de la válvula de control. Alternativamente, si se provee un regulador de presión de dos etapas sobre el distribuidor de botellas, el regulador puede ser ajustado y utilizado para controlar la presión de gas del generador temporalmente.

La otra causa probable para una baja gradual de presión de gas del generador es la baja presión de suministro de hidrógeno o una válvula de ventilación con fuga mayor.

Si la presión está cayendo rápidamente, es posible que la causa sea una válvula de alivio que falló en posición abierta, una falla en el sello de eje, una falla en la carcasa o tubería, o una válvula de trampa de flotador que falló en posición abierta en el sistema de drenaje de aceite de sello. En caso de que haya una ruptura en el contenedor de hidrógeno, el generador deberá ser apagado inmediatamente, y deberá determinarse si el área está libre de los peligros de H_2 o CO_2 antes de que un operador se aproxime o ingrese al equipo. Los generadores con dispositivo de autopurgado pondrán el CO_2 dentro del generador automáticamente. Las concentraciones de hidrógeno en aire, que son explosivas, contienen entre 5 % y 75 % de hidrógeno. Durante este período de emergencia, mientras el generador está todavía cargado con hidrógeno, el sistema de aceite de sello debería estar operando, a pesar del hecho que podría estar bombeando aceite dentro del generador. A medida que la presión cae por debajo de 15 psig de CO_2 o aire, si es posible hacer eso, la válvula de desvío de trampa de flotador debería abrirse. A medida que la presión del CO_2 o aire cae por debajo de 2 psig, el sistema de aceite de sello debería apagarse.

E. Baja presión de suministro de hidrógeno

Una indicación de baja presión de suministro de hidrógeno es provista para que el operador pueda ser advertido de reemplazar las botellas agotadas de hidrógeno y evitar el suceso más crítico de una alarma de baja presión de gas del generador.

F. Detección de líquido

Líquido dentro del generador indica que hay una fuga de aceite o agua, o también que el drenaje de aceite de sello está tapado.

Aceite líquido y vapor de aceite (el cual se condensa fácilmente) crea una superficie pegajosa en la superficie interna del generador incluyendo la aislación. Partículas sucias tienen la tendencia de adherirse a la aislación y eventualmente podrían dañarla. El agua líquida en la aislación degradará la calidad de la aislación.

Una *Alarma de detección de alto nivel de líquido en el generador* puede indicar una fuga lenta de líquido dentro de la carcasa del generador la cual debería ser investigada cuando sea conveniente. Una fuga lenta de aceite es posible debido a la interacción del aceite de sello con la rotación del rotor mientras está sobre el virador.

Una fuga rápida es evidente si hay una *Alarma de detección de nivel extremadamente alto de líquido en el generador*. La fuga rápida debería ser identificada y corregida inmediatamente, o también el generador podría ser apagado antes que la carcasa del generador se inunde.

Una *Alarma de detección de alto nivel de líquido en el ensanche de drenaje de aceite de sello* es provista para que el operador conozca la razón de una inminente Alarma de detección de alto nivel de líquido en el generador y pueda tomar la acción correctiva apropiada.

1. Investigación

Luego de una alarma, el dispositivo de detección de líquido puede ser drenado para determinar si el líquido es agua o aceite.

2. Agua

Hay dos fuentes de agua: los enfriadores de hidrógeno y el sistema de agua de enfriamiento del estator (si las barras de la armadura están directamente enfriadas con agua)

Un requisito anormal reciente de agua de reposición para el sistema de agua de enfriamiento del estator indica una posible fuga.

Para determinar si el enfriador de hidrógeno está perdiendo, las válvulas en el lado inferior del generador deberían ser abiertas y cerradas intermitentemente. También el operador podría cerrar el flujo de agua a un enfriador por vez si el sistema está funcionando a 80% de la capacidad nominal de carga. Si una fuga del enfriador es severa, el enfriador defectuoso debería ser retirado del servicio hasta que puedan hacerse las reparaciones. Los generadores están típicamente diseñados para operar a un factor de tensión nominal del 80% de capacidad nominal de carga con un enfriador de hidrógeno fuera de servicio.

El secador de gas hidrógeno, si es provisto, no tiene la capacidad de secar el generador si hay una fuga de agua interna del generador.

3. Aceite

Al aceite podría entrar al generador desde los sellos de ejes o también como resultado de la inundación del tanque de desembarco de hidrógeno.

No cerrar el suministro de aceite de sello hasta después que el H₂ haya sido purgado fuera del generador con CO₂. El aceite podría fluir rápidamente dentro del detector durante el proceso de purgado.

Durante el proceso de purgado de gas del generador, el aceite de sello drenado tendrá tendencia a retroceder en el sistema de drenaje si la presión del generador es anormalmente baja. Una válvula de desviación está típicamente provista para que un operador pueda aumentar la velocidad de flujo de drenaje.

El aceite del área de sello del eje puede deberse a una brida con fuga, o a un flujo de aceite de sello extremadamente alto, u otro problema. Puede ser aislado al extremo de la turbina o al extremo del colector cerrando intermitentemente las válvulas de drenaje ubicadas cerca del blindaje del extremo en cualquier lado de la parte inferior del generador.

Los sellos de eje podrían desenganjarse si hay una inversión temporaria de la presión en el anillo de sello del lado del gas. Esto puede ocurrir durante una transferencia de una bomba de suministro de aceite de sello a otra, ya sea debido a una demora en el tiempo entre la parada y el inicio de bomba o debido a una demora en la respuesta de la válvula de control de presión. Un sello desenganjado podría causar un flujo de aceite extremadamente grande el cual podría no drenar a través de los drenajes internos del generador al ensanche de drenaje de aceite de sello. Este suceso es más típico cuando el eje no está girando. La experiencia de campo ha demostrado que los sellos a menudo se reenganjan luego de varios minutos cuando el eje es rotado a la velocidad del virador.

VIII. MANTENIMIENTO

A. Pruebas de detección de fugas

Luego de que una junta ha sido ajustada o de otra forma aflojada o tensada, tal como después de reemplazar un componente, la junta debe someterse a prueba de presión para asegurar que no pierda hidrógeno. La prueba puede ser realizada con aire o CO₂, típicamente a aproximadamente 20 psig (14 kPag, 0.14 kg/cm²).

Las fugas pueden ser identificadas aplicando una solución jabonosa en las juntas y soldaduras. Una solución típica podría ser jabón líquido, glicerina y agua. El burbujeo indicará fugas.

B. Mantenimiento regular

Un operador debe estar disponible en la sala de control para recibir las alarmas en cualquier momento.

Cada mecanismo en el sistema de control de gas debería ser inspeccionado periódicamente para asegurar su funcionamiento apropiado.

1. Inspecciones diarias

Una vez al día el operador deberá revisar las señales del transmisor desde el sistema de gas y compararlas con los valores estándar. Los valores estándar serán establecidos por la experiencia de operación previa. También las señales del transmisor podrían ser comparadas con las lecturas de días previos para identificar cualquier tendencia. Las señales del transmisor del sistema de control de gas son:

- Presión de gas del generador
- Pureza de gas del generador
- Monitor de núcleo (no provisto con todos los generadores)
- Higrómetros (no provistos con todos los generadores)

Una vez al día el operador caminará alrededor del equipo del sistema de gas buscando cualquier cosa anormal. Las características del sistema de control de gas a ser inspeccionadas diariamente son:

- Todas las válvulas deben estar en la posición correcta
- Inspeccionar la ventanilla indicadora en el secador de gas (si se ha provisto un secador de gas y si tiene una ventanilla indicadora)
- Comparar las lecturas en todos los manómetros con los valores estándar
- Los ajustes e indicadores del gabinete de control de hidrógeno deben ser normales
- El monitor de núcleo y colector de pirolizado deben estar operando normalmente (si fueron provistos)
- Inspeccionar la ventanilla indicadora en los detectores de líquido y en la trampa de flotador del sistema de drenaje de aceite de sello
- Drenar el condensado u otros líquidos fuera de la línea principal de ventilación

2. Inspecciones cada 6 meses

Calibrar o de otra forma realizar mantenimiento en el gabinete de control de hidrógeno como se requiere. Realizar una prueba del sistema de monitor de núcleo. (El monitor de núcleo no es suministrado con todos los generadores) Verificar la calibración y operación de todos los dispositivos y contactos de alarma.

3. Inspecciones a ser realizadas luego de cada purgado programado con dióxido de carbono.

Verificar todas las columnas de goteo y otros drenajes por acumulación de líquido

Si el generador es purgado con aire, cerrar las válvulas de aislación en la tubería al generador y dondequiera que sea para prevenir que el aire húmedo de la atmósfera ingrese a la tubería.

4. Pausa de mantenimiento del generador

Inspeccionar todas las válvulas de alivio por una posible fuga dentro de las líneas de ventilación. Todos los indicadores deben ser calibrados cada tres años como mínimo.

C. Mantenimiento especial

1. Componentes del sistema de gas diseñados para la actividad de mantenimiento

Rotular todas las válvulas, interruptores y otros dispositivos que sean importantes que estén en un estado particular durante el mantenimiento.

No inhabilitar el sistema de suministro de CO₂ para el mantenimiento. El CO₂ debe estar continuamente disponible para una purga de emergencia.

Leer las advertencias concernientes al hidrógeno que están al principio de este documento. Los siguientes componentes procesadores de fluido del sistema de gas han sido diseñados para mantenimiento mientras el generador está operando normalmente:

- Dispositivos sensores de presión de suministro de hidrógeno
- Dispositivos sensores de presión de gas del generador
- Válvula reguladora de presión
- Válvulas de alivio de presión
- Detectores de nivel de líquido
- Monitor de núcleo (no provisto con todos los generadores)
- Secador de gas (si se ha provisto un secador de gas)
- Sondas de higrómetro (si fueron provistas)
- Gabinete de control de hidrógeno (solamente corta duración)

Dado que no hay fuentes de aire comprimido autorizadas para ser conectadas al generador, es poco probable que ocurra una rápida contaminación por aire del gas del generador. Por lo tanto, el gabinete de control de hidrógeno puede ser aislado por un corto tiempo para actividades simples de mantenimiento (por ejemplo, cambiar el cartucho del filtro).

D. Si el gabinete de control de hidrógeno está inundado con aceite o agua

Si el generador está inundado con aceite o agua, entonces existe la posibilidad de que el gabinete de hidrógeno también se haya inundado.

Después de un accidente de inundación, todas las tuberías y componentes del gabinete de hidrógeno deberían ser limpiados y secados. La inundación con aceite requiere limpieza con alcohol o un solvente similar (sin metanol CH_3OH porque deteriora los sellos elásticos) Esto requerirá cierto desmontaje en la tubería y juntas NPT. Los cartuchos del filtro-secador deberán ser reemplazados. El gel de sílice tendrá que ser reemplazado si se contaminó con aceite. Los bloques de celdas deberán ser removidos y enjuagados con alcohol para remover el aceite del interior de la cámara del termistor.

La limpieza debería extenderse retrocediendo al menos hasta la última columna de goteo en la tubería.

E. Materiales y condiciones de diseño

La tubería y componentes del sistema de gas están hechos de acero al carbono ASTM A105/A106, acero inoxidable AISI 304/304L/316/316L o bronce.

La presión diseñada de la tubería y montajes es 150 psig (1,034 kPag, 10.55 kg/cm²). Los distribuidores de botella están diseñados para una presión mayor.

IX. OPERACIÓN Y REQUISITOS DE DISEÑO PARA LOS SUMINISTROS DE GAS H_2 Y CO_2

El equipo del sistema de gas suministrado con el generador no incluye el equipo de almacenamiento de H_2 y CO_2 ni la tubería para conectar el equipo de almacenamiento de gas a las válvulas de control de gas del sistema de gas.

La siguiente sección da instrucciones sobre el diseño del equipo de almacenamiento de gas y tuberías. También provee instrucciones para los operadores sobre cómo utilizar el equipamiento el cual es diseñado para esos requisitos.

A. Requisitos del gas utilizado en el generador

Las fuentes de gas deberían poder suministrar a las válvulas de control de gas con los siguientes requisitos:

1. Dióxido de Carbono

Fase: Fase de vapor – esto incluye el suceso de emergencia de una pérdida de suministro eléctrico de CA

Pureza: Grado de pureza disponible comercialmente

Velocidad de Flujo: 120 pies³ normales/min (3.4 m³ normales/min) para un generador de 2,800 pies³ (80 m³) Cambia proporcionalmente con el volumen del generador.

Presión: Aproximadamente 2 psig (13.8 kPag, 0.14 kg/cm²) según lo determinado por la presión interna del generador

Temperatura: Bajas temperaturas son aceptables.

Cantidad de gas: Debería haber suficiente cantidad de dióxido de carbono disponible para que un operador purgue el generador de hidrógeno durante una emergencia. Las botellas pueden ser almacenadas cerca del distribuidor.

Los requisitos de velocidad de flujo y de presión pueden ser satisfechos por el uso de un orificio cuando se diseñan de acuerdo con los requisitos de diseño dados luego.

2. Hidrógeno

Pureza: 99.9% o mejor.

Humedad: Máxima de 0.1 gramo de agua por metro cúbico de gas (0.00007 lbm/pies³) (El gas debería ser secado con un disecante).

Velocidad de flujo: 50 pies³ normales/min (1.4 m³ normales/min) durante el purgado para un generador de 2,800 pies³ (80 m³). Velocidades de flujo substancialmente más altas hasta 500 pies³ normales/min (15 m³/min) están permitidas durante la operación de llenado del generador.

Presión: 125 +/- 25 psig (862 +/- 172 kPag, 8.79 +/- 1.76 kg/cm²) durante el purgado y la operación normal. Durante la operación de llenado del generador las válvulas de control de gas no tienen una restricción de flujo menor que el diámetro de tubo de 1 pulgada (25.4 mm); por lo tanto, la presión estará entre 2 psig (13.8 kPag, 0.14 kg/cm²) y una presión plena de gas del generador según lo determine la presión interna del generador.

Temperatura: Bajas temperaturas como se experimentó durante la descarga de botellas son aceptables.

3. Aire

Humedad: El aire debería ser secado con un disecante.

Limpieza: El aire debería ser filtrado. No se permite vapor de aceite.

Velocidad de flujo: No hay límite superior para la velocidad de flujo. La velocidad de flujo máxima basada en la restricción de tamaño del tubo es anticipada que sea 150 pies³ normales/min (4.2 m³/min)

Presión: Aproximadamente 2 psig (13.8 kPag, 0.14 kg/cm²) según lo determinado por la presión del generador. La tubería de las válvulas de gas no tienen una restricción de flujo menor que el diámetro de tubo de 1 pulgada (25.44 mm).

Temperatura: Debería estar entre -20°F y 120°F (-28.9°C y 48.9°C).

Cantidad de Gas: Varios volúmenes de gas del generador serán necesarios para purgar el generador.

B. Características del gas comprimido

Es importante que el operador se familiarice con el comportamiento del hidrógeno y dióxido de carbono comprimidos.

1. El gas comprimido es peligroso

Hay que ser cuidadoso cuando se utilice gas comprimido. Hay que estar alerta a las conexiones flexibles retorcidas, especialmente en los accesorios, y a las conexiones flexibles tipo tubo metálico excesivamente fatigado. Reemplazar las conexiones flexibles dañadas inmediatamente. Sea cuidadoso de los manómetros de alta presión minimizando el tiempo que un operador está en frente de uno. Leer todas las advertencias suministradas por el proveedor de gas.

C. Botellas y reguladores de gas

1. Reguladores

- a. Conexión de botellas

Antes de conectar una botella, la suciedad y tierra en la salida de la válvula y el ajuste de la conexión flexible deberían ser completamente removidas. La suciedad en un regulador de presión causará que pierda internamente cuando debería tener un cierre hermético.

- b. Abrir la válvula lentamente

La presión de la botella debería aplicarse a un regulador de presión mediante la lenta apertura de la válvula de mano de la botella. Esto evita daños al regulador o a un indicador por un choque de presión.

- c. Reemplazar los asientos de válvula con fugas

Si la presión corriente debajo del regulador de presión aumenta cuando no hay flujo, entonces el asiento de la válvula del regulador de presión podría tener fugas. El asiento debería ser reemplazado si pierde. Si la presión en el montaje de válvulas de control de gas está a la presión de la válvula de alivio, entonces el asiento del regulador de presión probablemente esté perdiendo.

- d. Presión de entrega de bajo flujo

Los reguladores de etapa simple (los cuales tienen más capacidad de flujo que los reguladores de dos etapas) tienen su punto de ajuste de presión de entrega establecido a una velocidad de flujo alta. Durante poco o nada de flujo, el punto de ajuste de la presión de entrega es mucho más alto. Por lo tanto, si el sistema de gas está diseñado para tener un cierre hermético (por ej. las válvulas de globo del distribuidor están abiertas en modo "listo") entonces la presión de entrega de poco o nada de flujo debería ser deliberadamente fijada por debajo del ajuste de la válvula de alivio del sistema de gas. De otra forma, el gas de las botellas se filtrará fuera de la válvula de alivio y no estará disponible cuando sea necesario.

2. Botellas de H₂

- a. Tamaño de la botella de hidrógeno

239 pies cúbicos normales (6.77 m³) por botella (cerca de 200 pies³ (5.7 m³) son utilizables porque la presión decae durante la descarga). A 70°F (21°C) la presión es 2400 psig (16.5 MPa, 169 kg/cm²).

- b. Minimizar el número de botellas activas de H₂

Por razones de seguridad, tan pocas botellas de hidrógeno como sea posible deberían ser utilizadas durante la operación normal.

- c. No abrir levemente las botellas de hidrógeno

A diferencia de los gases no inflamables, no es recomendable abrir levemente las botellas de hidrógeno antes de conectarlas a un regulador de distribuidor dado que puede ocurrir "autoignición" del hidrógeno liberado.

3. Botellas de CO₂

a. Utilizar únicamente CO₂ gaseoso

Deberían utilizarse únicamente botellas que descarguen la fase de vapor de dióxido de carbono. Las botellas que tienen un tubo sifón para que descarguen líquido, o botellas con el puerto de descarga en la parte de abajo para descargar líquido, no deben utilizarse con el generador. El dióxido de carbono líquido es extremadamente frío y puede afectar adversamente las soldaduras en las tuberías. También, forma fácilmente dióxido de carbono sólido luego de que la presión cae en una restricción de flujo y potencialmente bloquea la tubería.

b. Tamaño de la botella de dióxido de carbono

50 lbm (50 libras de masa, 22.7 kg) de gas por botella. A 70°F (21.1°C) la presión es 850 psig (5.86 MPa, 59.8 kg/cm²) y el contenido es de cerca de 45 lbm (20.4 kg) de líquido y 5 lbm (2.3 kg) de gas. A 110°F (43.3°C) una botella llena de CO₂ tendrá 1800 psig (12.4 MPa, 127 kg/cm²) de presión, a 140°F (60°C), 2600 psig (17.9 MPa, 183 kg/cm²). La presión dentro de la botella de dióxido de carbono disminuye durante la descarga porque el líquido que se evapora enfría el contenido de la botella, bajando de esta forma la presión del vapor.

c. CO₂ utilizable - congelamiento

Una botella de 50 lbm (22.7 kg) tiene 435 pies cúbicos normales (12.3 m³) de gas. Sin embargo, el CO₂ podría congelarse durante la descarga de la botella. Una parte del contenido en una botella de CO₂ será líquido para presiones de botella entre aproximadamente 60 psig (414 kPa, 4.22 kg/cm²) y 1,050 psig (7.24 MPa, 73.9 kg/cm²). Durante una descarga de botella el contenido de fluido a 60 psig (414 kPa, 4.22 kg/cm²) será de aproximadamente -56°C (-68.7°F). Como el gas continúa siendo consumido de la botella, el líquido se transformará en sólido.

Las botellas inicialmente a 30°F (-1°C) descargarán solamente el 63% de su contenido; las botellas inicialmente a 110°F (43.3°C) descargarán solamente el 85% de su contenido. La relación entre el porcentaje disponible y la temperatura inicial es aproximadamente lineal (un punto medio de 73% a 70°F (21°C)). Las botellas que sean desconectadas del distribuidor no continuarán descargando su gas al generador ya que se calientan. Por lo tanto, en sistemas con todas las botellas de CO₂ conectadas a las conexiones del distribuidor de botellas, el fenómeno de congelamiento de botellas tiene menos efecto.

Las botellas que estén parcialmente consumidas retornaran a la presión plena de botella de 850 psig (5.86 MPa, 59.8 kg/cm²) a 70°F (21 °C) después que se calienten si tienen todavía 30% o más de CO₂ adentro.

D. Dióxido de carbono en tubos y válvulas

Durante el paso de purgado de admisión de CO₂ en el generador, el dióxido de carbono debería pasar a través de dos etapas de caída de presión. La primera es a través de un regulador de presión, la segunda a través de un orificio. Las dos pueden ser combinadas dentro de un orificio, pero la velocidad de flujo variaría entonces considerablemente con la presión de las botella.

1. El tubo de alimentación de CO₂ debería tener una región donde se pueda formar CO₂ sólido

El dióxido de carbono formará precipitación sólida a medida que pase a través de una restricción de flujo (tal como una válvula u orificio) si la presión en la descarga de la restricción está por debajo de aproximadamente 60 psig (414 kPa, 4.22 kg/cm²) y el gas esta frío, tal como durante la segunda mitad de una descarga de botella. Por lo tanto, la tubería debería ser diseñada para adecuarse a una acumulación de dióxido de carbono sólido, y los procedimientos operativos deberían ajustarse para vaporizarlo periódicamente admitiendo CO₂ caliente o calor desde otra fuente.

El orificio que regula la velocidad de flujo de dióxido de carbono debería estar diseñado para que la precipitación se acumule en un tubo de diámetro grande. El tubo de diámetro grande provee superficie para la transferencia de calor desde el medio ambiente y extenderá enormemente el tiempo antes que la acumulación del dióxido de carbono sólido restrinja la velocidad de flujo. La precipitación no debería ser dirigida dentro de una válvula de globo o codo de tubo de pequeño diámetro. Un sistema bien diseñado adecuará la acumulación de CO₂ sólido sin formar un bloqueo si los operadores abren simultáneamente todas las botellas de CO₂ que estén conectadas a distribuidores.

Si hubiera un regulador de presión en el distribuidor de botellas, entonces debería estar diseñado para tener una presión de descarga sustancialmente más alta que 60 psig (414 kPag, 4.22 kg/cm²), tal como 100 psig (690 kPag, 7.0 kg/cm²) ó 125 psig (862 kPag, 8.79 kg/cm²). Además, debería tener una capacidad de velocidad de flujo (en pies³ normales/min) mayor que la velocidad de flujo prevista a través del orificio. Si no tuviera capacidad de velocidad de flujo suficientemente alta, entonces no pasará flujo suficiente para mantener los 100 psig (690 kPag, 7.0 kg/cm²) ó 125 psig (862 kPa-g, 8.79 kg/cm²), y habrá entonces una posibilidad de acumulación de CO₂ sólido en la tubería de diámetro interior pequeño inmediatamente corriente abajo del regulador de presión. Más de un regulador de presión en el distribuidor de botellas puede alimentar el orificio que regula la velocidad de flujo de dióxido de carbono. Ver las instrucciones de determinación de tamaño abajo.

2. Vaporización del bloqueo de CO₂ sólido

Si el operador experimenta bloqueo debido a la acumulación de dióxido de carbono sólido en la tubería, hay varios métodos para vaporizarlo.

a. Más botellas simultáneamente para evitar la ebullición rápida del CO₂

Las botellas que descargan demasiado rápido tendrán ebullición rápida dentro de la botella. La ebullición rápida causa espuma y salpicaduras que transportaran líquido a la parte superior de la botella. Si se sospecha que algo de líquido está siendo descargado de la botella, entonces más botellas deberían ser descargadas simultáneamente. Teniendo varias botellas descargando simultáneamente, cada una descargará más despacio, y la ebullición no será tan rápida.

b. Menos botellas simultáneamente para vaporizar periódicamente la acumulación de CO₂ sólido

Si el bloqueo es debido a la formación de dióxido de carbono sólido después de una restricción de flujo, entonces menos botellas deberían ser descargadas simultáneamente. Por ejemplo, si el bloqueo ocurre durante los últimos pocos minutos de cinco botellas siendo descargadas, entonces habrá menos bloqueo después que cuatro botellas sean descargadas. Cuando las próximas cuatro botellas sean descargadas inicialmente, el dióxido de carbono relativamente caliente vaporizará el dióxido de carbono sólido que se haya acumulado.

c. Calentamiento de las tuberías con agua

El agua puede ser escurrida sobre tubos y válvulas para proporcionar calor para vaporizar el dióxido de carbono sólido.

3. Los calentadores de CO₂ no deben operarse en una emergencia

Aun si el dióxido de carbono está siendo calentado eléctricamente, el sistema y los procedimientos operativos deberían diseñarse para adecuar la precipitación de dióxido de carbono sólido y los operadores deberían estar familiarizados con los efectos del dióxido de carbono sólido. El calentador podría no estar disponible durante una situación de emergencia si se interrumpe la energía eléctrica de CA.

4. Almacenamiento óptimo de CO₂ y diseño de tuberías

El mejor sistema de suministro de dióxido de carbono es uno donde haya suficientes botellas de dióxido de carbono conectadas para un purgado completo del generador. Las ventajas son que el operador no estará ocupado retirando es instalando botellas en el caso de un purgado de emergencia, y los contenidos completos de las botellas están disponibles porque las botellas en las que se haya formado CO₂ sólido eventualmente se calentarán y descargarán el gas remanente. También sería ventajoso si la tubería está diseñada para que todas las botellas puedan ser abiertas simultáneamente sin la posibilidad de acumulación de dióxido de carbono sólido al punto que bloquee el tubo al generador.

E. Determinación de tamaño del orificio de flujo de dióxido de carbono

El orificio de CO₂ debería ser dimensionado para proveer la velocidad de flujo de CO₂ óptima dentro del generador durante el proceso de purgado. Una velocidad de flujo que sea demasiado alta derrochará CO₂ porque el CO₂ se mezclará con el H₂. Una velocidad de flujo que sea demasiado baja hará que el proceso dure más que la vida útil de la batería de la bomba del aceite de sello de CC, asumiendo que el purgado esta siendo realizado por una emergencia luego de que se interrumpió el suministro eléctrico de CA.

La velocidad de flujo óptima es 120 pies³ normales/min (4.2 m³/min.) para el interior de un generador de 2,800 pies³ (80 m³). La velocidad de flujo óptima es aproximadamente proporcional al volumen del generador. El orificio tendrá una presión de contra corriente de entre 100 psig (690 kPag, 7.0 kg/cm²) y 150 psig (1,034 kPag, 10.55 kg/cm²) y una presión corriente debajo de entre 2 psig (13.8 kPag, 0.14 kg/cm²) y 5 psig (34.5 kPag, 0.5 kg/cm²). Por lo tanto, el flujo a través del orificio es estrangulado (Núm. de máquina = 1), simplificando enormemente el cálculo.

Utilizar la relación de la función para flujo estrangulado, que es:

$$\text{Flujo de masa} = \text{área} * (\text{presión total} / \text{raíz cuadrada (temperatura total)}) * X$$

$$X = \text{raíz cuadrada} (k / R) * \text{raíz cuadrada} ((2 / (k+1)) \Lambda ((k+1) / (k-1)))$$

donde $R = 35.04 \text{ lbf} * \text{pies} / \text{lbm} * R (0.1889 \text{ kJ/kgK})$ para CO₂

y $k = 1.29$ para CO₂

Dadas las condiciones promedio de contracorriente de 125 psig (862 kPag, 8.72 kg/cm²) y -10°F (-23.3°C) y una velocidad de flujo de masa de 120 pies³ normales/min (4.2 m³ normales/min), el área efectiva del orificio es de 0.0536 pulg.² (35.0 mm²). El coeficiente de descarga, Cd, para ratios de presión elevados tales como esta situación es 0.85 según la publicación "The Dynamics and Thermodynamics of Compressible Fluid Flow" (Dinámica y termodinámica del flujo de fluidos comprimibles) de Ascher H. Shapiro (pág. 100).

$$\text{Área real} = \text{Área efectiva} / C_d$$

El área real de 0.063 pulg.² (42.5 mm²), el diámetro físico de la restricción de flujo debería estar entre 0.283 (7.2 mm). Una tolerancia de fabricación estándar puede ser aplicada al diámetro del orificio.

El método de cálculo está dado para que los generadores con volúmenes de gas sustancialmente diferentes a 2,800 pies³ (80 m³) puedan tener sus orificios hechos a dimensión. Notar que el área es proporcional al flujo e inversamente proporcional a la presión.

F. El orificio de flujo de hidrógeno

Dado que el hidrógeno no forma precipitación sólida dentro del tubo, el orificio puede estar en las cercanías de las válvulas. Por lo tanto, está incluido en el montaje de válvulas de control de gas, y no tiene que ser provisto por terceros.

G. Determinación de tamaño de las válvulas de regulación de presión del distribuidor

Las dimensiones de las válvulas reguladoras de presión deben ser suficientemente grandes para pasar suficiente flujo, de manera que el orificio corriente abajo sea el componente más restrictivo del circuito y, por lo tanto, sea el dispositivo que controla la velocidad de flujo. Esto es especialmente crítico para el circuito de CO₂. Si la válvula del regulador de presión del distribuidor de CO₂ es demasiado restrictiva, entonces la presión inmediatamente corriente abajo del regulador estará por debajo de 60 psig (414 kPag, 4.22 kg/cm²) y la precipitación de CO₂ sólido podría formarse en el tubo delgado después que la botella de CO₂ se enfríe.

Un regulador típico de distribuidor es el Victor SR-703-ME-996 (0780-0805). El catálogo Victor proporciona 2 puntos de datos para aire con 125 psig (862 kPa-g, 8.79 kg/cm²) de presión de entrega: 50 pies³ normales/min a 200 psig (1.4 m³ normales/min a 1.380 MPa, 14.07 kg/cm²) y 183 pies³ normales/min a 2,000 psig (5.1 m³ normales/min a 13.8 MPa, 140.7 kg/cm²). Los factores de conversión del catálogo son 0,81 para CO₂ y 3.79 para H₂. Por lo tanto, para el CO₂, las velocidades de flujo son 40 pies³ normales/min a 200 psig (1.1 m³ normales/min a 1.380 MPa, 14.07 kg/cm²) y 150 pies³ normales/min a 2,000 psig (4.2 m³ normales/min a 13.8 MPa, 140.7 kg/cm²).

Dados 40 pies³ normales/min a 200 psig (1.1 m³ normales/min a 1.380 MPa, 14.07 kg/cm²), debería haber tres (3) reguladores de este estilo para 120 pies³ normales/min (3.4 m³ normales/min). Por debajo de 200 psig (1.380 MPa, 14.07 kg/cm²), alguna precipitación de CO₂ sólido podría formarse cerca del regulador. Si se utilizan únicamente dos (2) reguladores, la precipitación de CO₂ podría formarse con presiones de descarga de botella cercanas a 400 psig (2.76 MPa, 28.15 kg/cm²).

Si hay un regulador de presión para cada distribuidor de botella, entonces el operador debería abrir las botellas desde cada uno de los distribuidores simultáneamente, para que todos los reguladores estén en uso simultáneamente.

H. Cálculo de la cantidad de botellas de CO₂ requeridas para purgar un generador

Es importante tener suficiente gas inmediatamente disponible para purgar con dióxido de carbono el hidrógeno del generador. Una botella típica de CO₂, cuando está totalmente cargada, tiene 50 libras (22.7 kg) de dióxido de carbono. Cuando se expande y calienta al ambiente dentro del generador, la botella típica tiene 435 pies cúbicos (12.3 m³) de gas. De este gas, una fracción, x , está disponible antes que la botella sea removida del distribuidor. Si la botella no es removida, $x = 1$. La fracción, x , puede ser inferior a 1 por el CO₂ que se congela en el fondo de la botella.

Debido a que alguna mezcla de gas ocurrirá durante el purgado, se requiere dos veces la cantidad de CO₂ embotellado para purgar el hidrógeno.

$$\# \text{ botellas de CO}_2 = 2 * \text{volumen del generador} / (x * \text{volumen de gas en una botella})$$

Ejemplo: Por lo tanto, para un generador de 2,800 pies³ (80 m³) y botellas originalmente a 32°F (0°C) para lo cual $x = 0.64$, $2 * 2,800 / (0.64 * 435) = 21$, lo cual corresponde a la cantidad de botellas de CO₂ requeridas para estar disponibles en el caso de un purgado de emergencia.

J. Cálculo la cantidad de botellas de H₂ para purgar y llenar el generador

La botella típica de H₂ tiene cerca de 200 pies³ (5.7 m³) de hidrógeno utilizable cuando se calienta a la temperatura ambiente dentro del generador. Debido a que alguna mezcla de gas ocurrirá durante el purgado, se requerirá dos veces la cantidad de H₂ embotellado.

botellas para purgado = 2 * volumen del generador / volumen de gas en una botella

Se requerirán botellas adicionales de hidrógeno para presurizar el generador. Una cantidad conservadora es:

botellas para llenado = n * volumen del generador / volumen de gas en una botella

donde n es elegido de la siguiente tabla:

n	presión final del generador (psig)	(kPag)	(kg/cm ²)
1	15	100	1
2	30	200	2
3	45	300	3
4	60	400	4
5	75	500	5

El número total de botellas de hidrógeno que deberían estar disponibles antes de introducir el hidrógeno dentro del generador es:

botellas de H₂ = # botellas para purgado + # botellas para llenado

Ejemplo: Para purgar y presurizar un generador de 2,800 pies³ (80 m³) a 60 psig (cerca de 400 kPa o 4 kg/cm²), debería haber $2 * 2,800/200 + 4 * 2,800/200 = 84$, lo cual corresponde al número de botellas disponibles.

PÁGINA DEJADA INTENCIONALMENTE EN BLANCO.

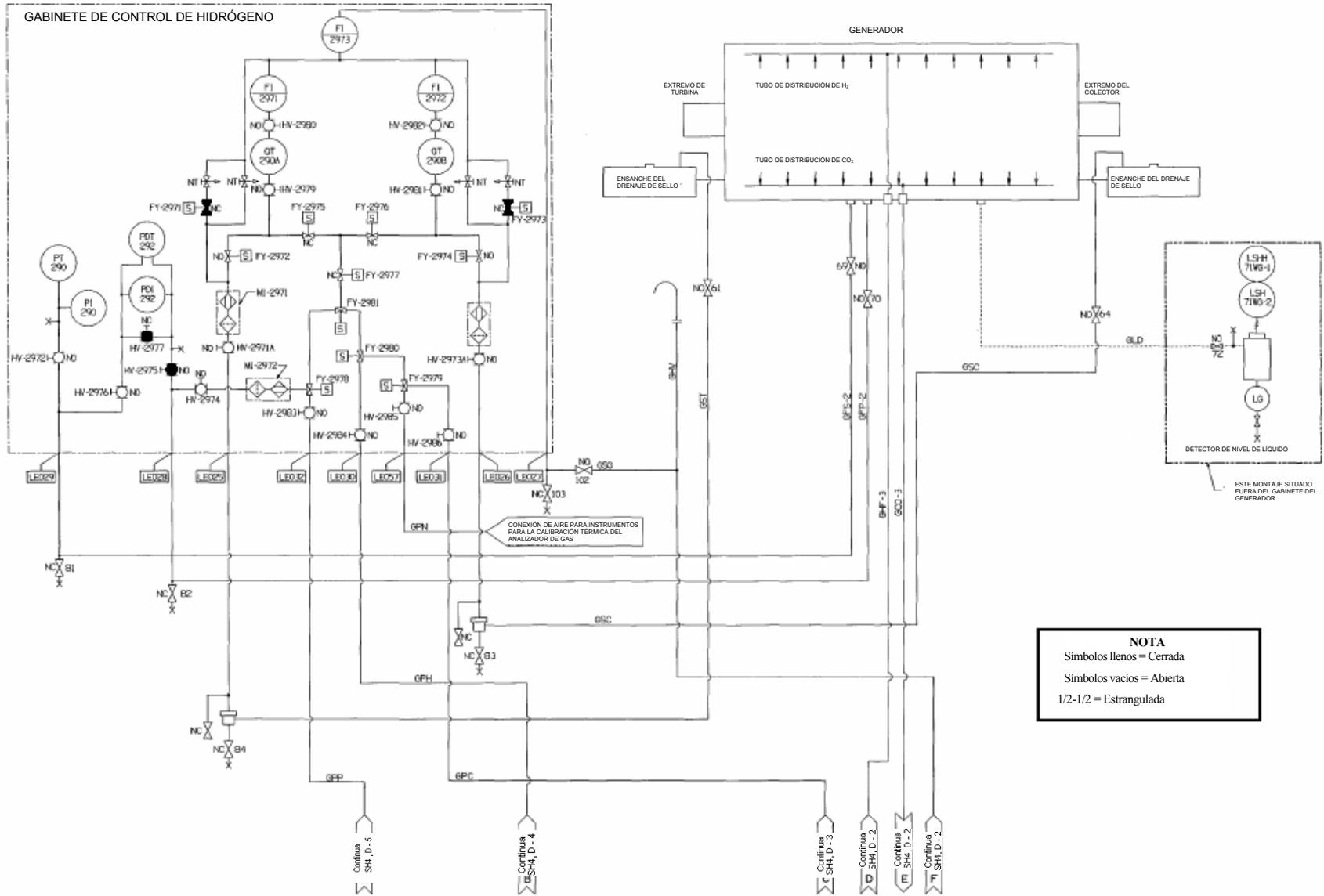
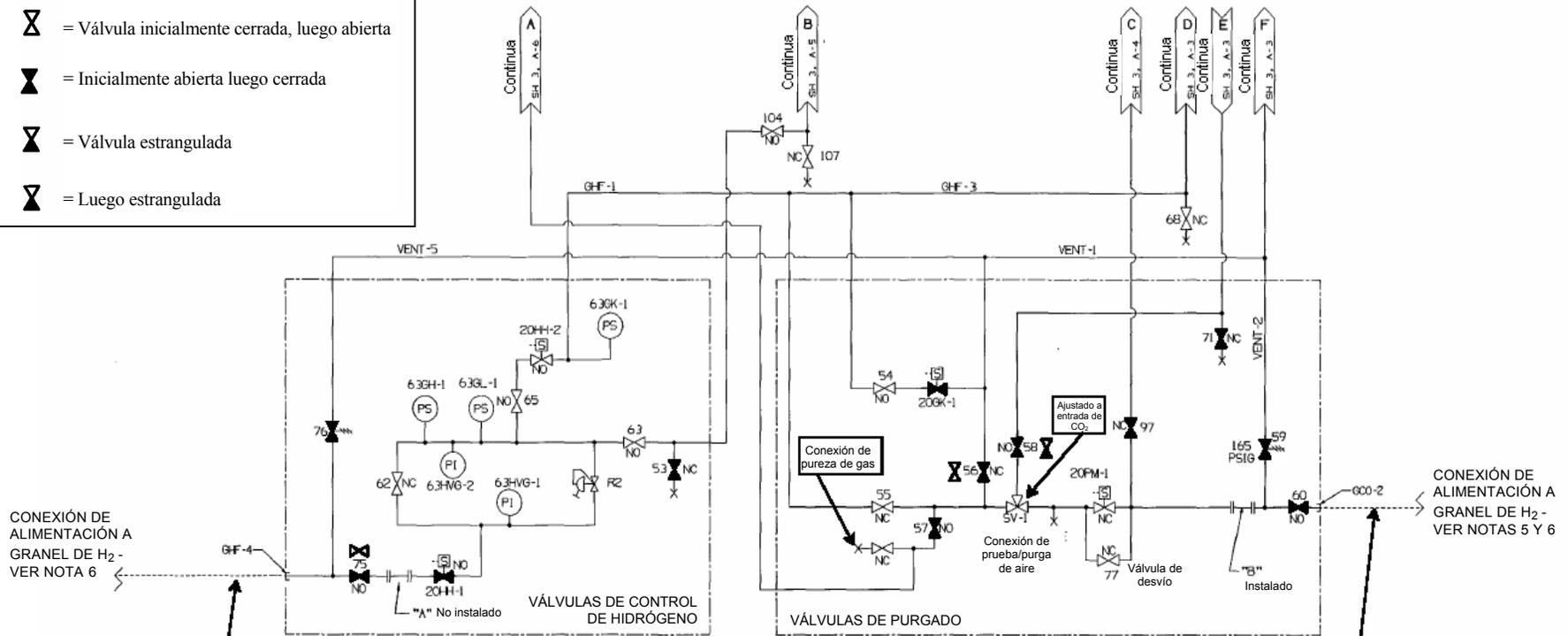
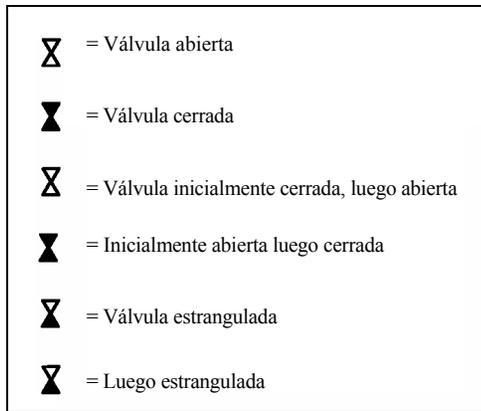


Figura 5. Proceso #1 Llenado y prueba con aire



El H₂ también puede ser suministrado fuera del gabinete del generador mediante un montaje opcional de distribuidor de botella

El CO₂ también puede ser suministrado mediante un montaje opcional de distribuidor

Figura 6. Proceso #1 Llenado y prueba con aire

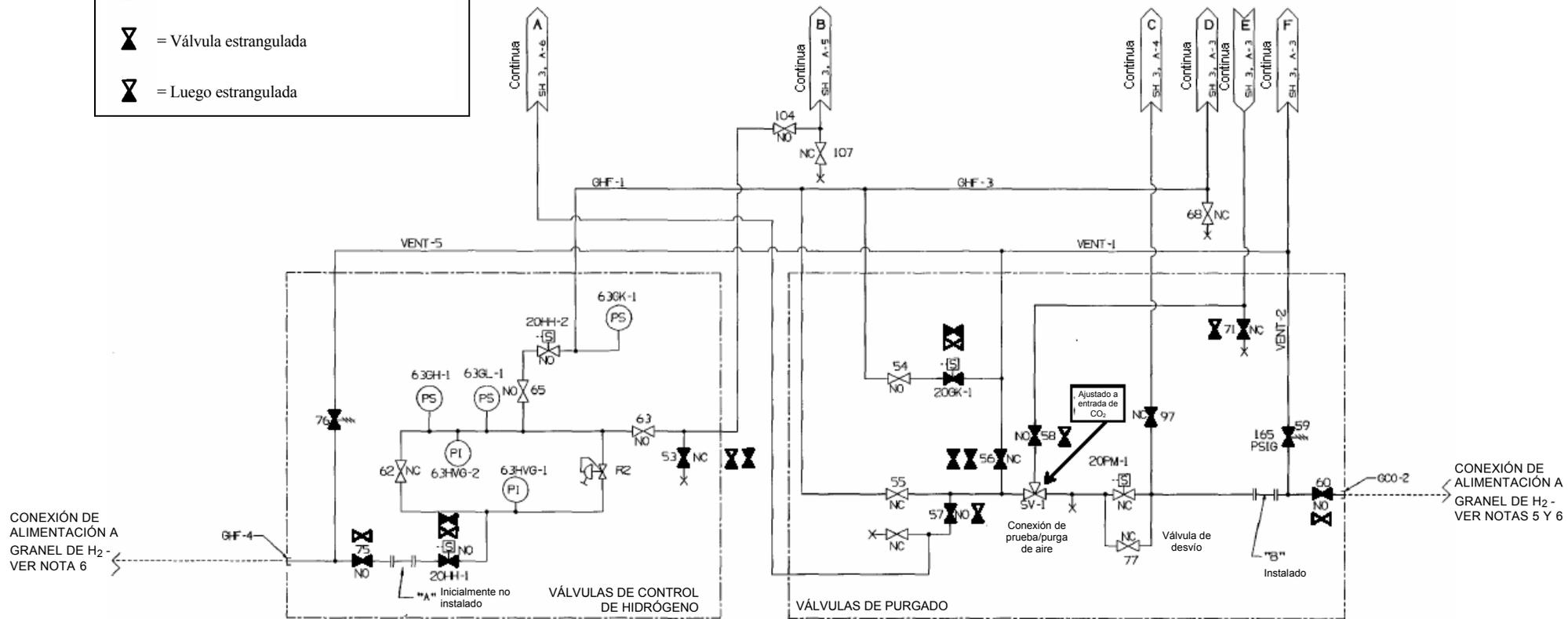
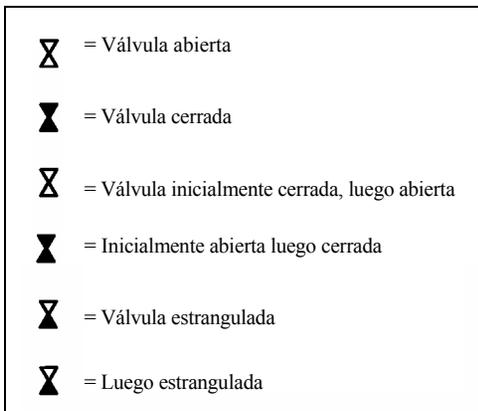


Figura 7. Proceso #2 Purgado de aire, llenado con CO₂

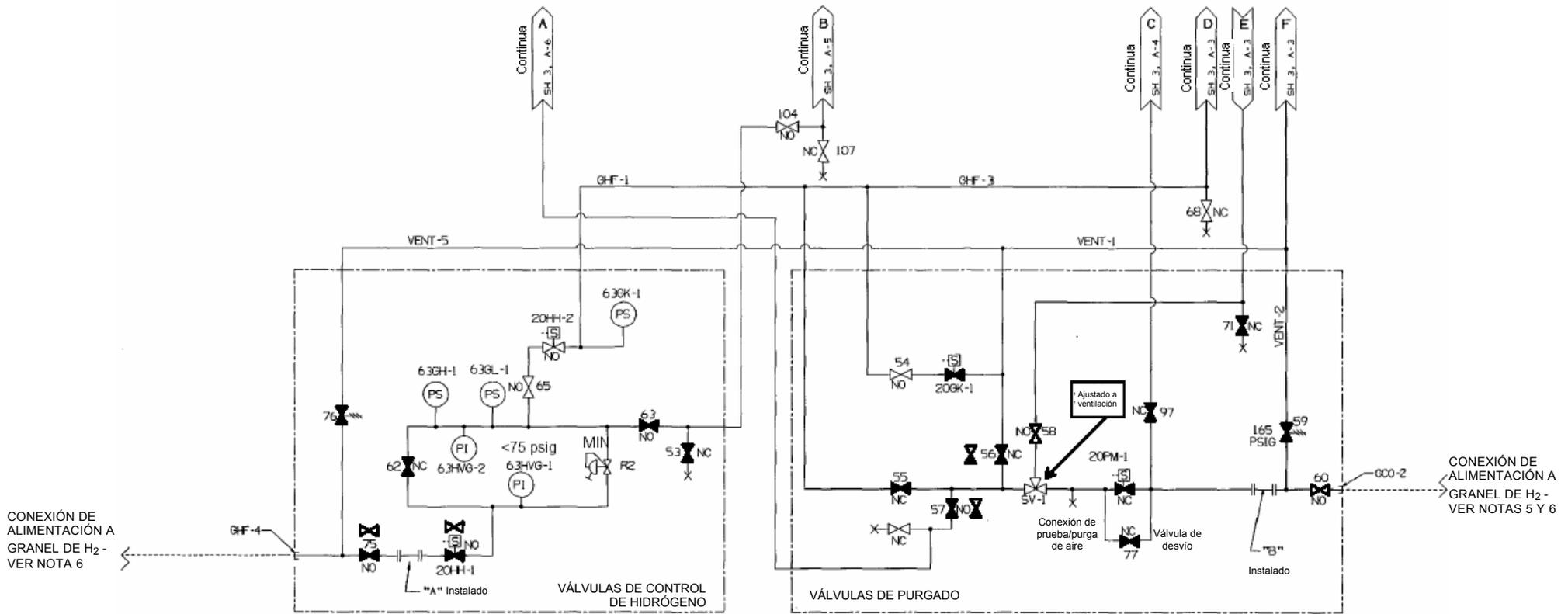


Figura 8. Proceso #2 Proceso #3 Reemplazo del CO₂ con H₂

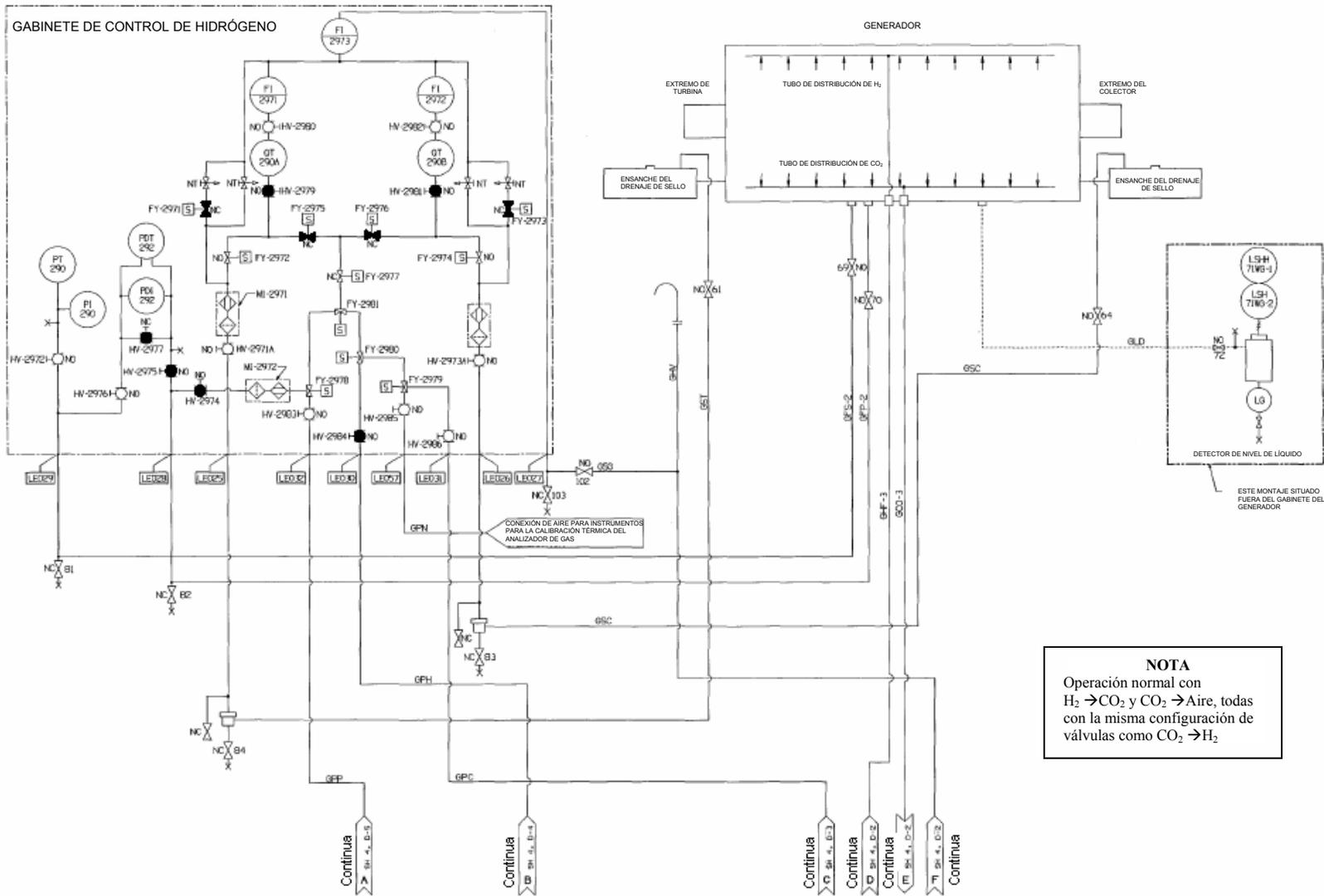


Figura 9. Proceso #3 Purga de CO₂ y llenado con H₂

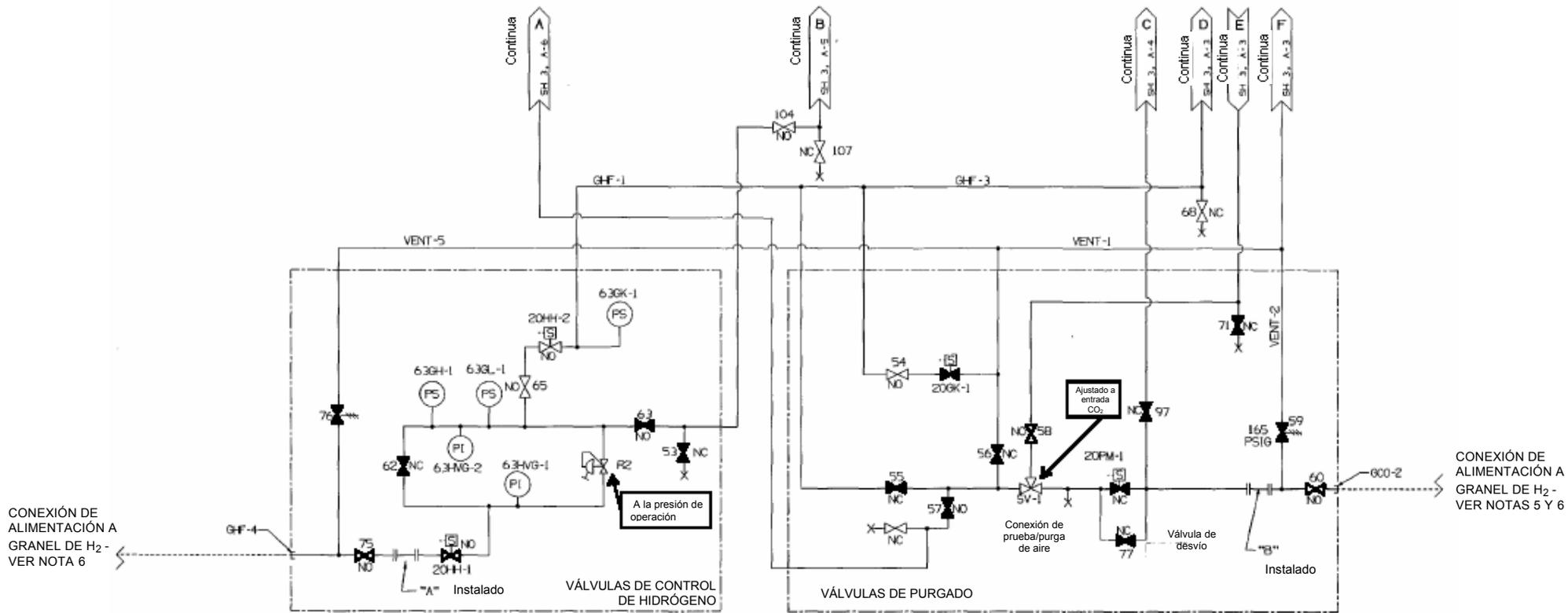


Figura 10. Proceso #4 Operación normal con H₂

PÁGINA DEJADA INTENCIONALMENTE EN BLANCO.



Sistemas de Potencia GE

General Electric Company
One River Road, Schenectady, NY 12345
518 • 385 • 2211 TX: 145354



GE Power Systems
Generador

Enfriador símplex horizontal
Descripción, funcionamiento y
mantenimiento

I. DESCRIPCIÓN

El diseño de los enfriadores se rige por el Código de Calderas y contenedores a presión ASME, sección VIII, división I. Estos enfriadores se disponen simétricamente en la corriente de gas dentro del generador hermético. Las secciones deben canalizarse en paralelo para el flujo del agua.

A. Estructura

La estructura es de acero soldado en forma de caja y consta de dos placas laterales soldadas a dos escuadras con placas finales en cada extremo. Para aportar mayor resistencia se incluyen dos tirantes diagonales soldados a las escuadras que se extienden a través de los dos laterales abiertos de la estructura. Las escuadras se extienden ligeramente más allá de la parte inferior del enfriador y proporcionan una doble función de apoyo del mismo y para evitar que el gas se desvíe del propio enfriador.

B. Tubos

Los tubos son de calidad de condensador, según norma ASME SB-111.

La superficie extendida de la parte externa de los tubos consta de una aleta de placa continua con un soporte formado en los orificios de los tubos para su apilamiento si fuera necesario.

Ambos extremos de cada tubo son rodillos mecánicamente extendidos en las planchas del tubo. Los extensores estándar de tubos del condensador para las juntas de tubos laminados pueden adquirirse en una empresa distribuidora de este tipo de herramientas o a través de General Electric Company. El extensor debe tener el tamaño adecuado para adaptarse al diámetro exterior del tubo y al espesor de la pared. La longitud de la junta laminada debe ser igual a aproximadamente el 90 % del espesor de la placa del tubo medida desde el frente de la placa. El laminado no debe extenderse nunca hasta la cara posterior de la placa del tubo ya que esto produciría un reborde circular en el tubo, lo que daría lugar a un posible fallo prematuro del mismo.

C. Placas de tubo

La placa del tubo del extremo de conexión de agua (extremo fijo) se prolonga para proporcionar un saliente que se emperna a la estructura del generador con una ranura de junta o sellado para evitar la fuga de gases. La estanqueidad del gas en el extremo opuesto (extremo flotante) se logra mediante una junta de anillo comprimido que se coloca en el borde de la placa del tubo del extremo flotante. Los bordes de la placa del tubo del extremo flotante se mecanizan con precisión para ofrecer una buena superficie de sellado.

Las presentes instrucciones no cubren todos los detalles o variaciones del equipo, como tampoco prevén todas las contingencias que pueden surgir durante la instalación, el funcionamiento y el mantenimiento. En caso de necesitarse más información o si surgen problemas particulares que no están suficientemente tratados para los fines del usuario, el tema debe consultarse a GE Company.

Si estas superficies están rayadas o estriadas, deben repararse rellenando o amolándolas hasta alisarlas. Las estrías profundas pueden rellenarse con material blando de soldadura antes de amolar.

La estructura se encuentra empernada o soldada a la placa del tubo del extremo fijo. En el extremo flotante, los pasadores guía montados en la placa del tubo de extremo flotante y que se prolongan en los orificios de la placa final de la estructura, ofrecen soporte transversal para la placa del tubo, pero permiten un movimiento axial para evitar la fatiga en los tubos debido a la diferencia de temperatura entre el paquete de tubos y la estructura.

D. Cajones de agua y boquillas

Los cajones de agua (cabezales) se fijan a las placas del tubo mediante pernos o espárragos atornillados en orificios roscados en las mismas. Además se incluyen tetones en el cabezal de agua de retorno para situar los enfriadores en la estructura. El cabezal del agua del extremo de conexión dispone de tapones para los orificios de ventilación y drenajes. Las conexiones de las boquillas son bridas de perfil elevado o acoplamientos Victaulic. Estas boquillas de los tubos contienen conexiones NPT para drenar el enfriador o instalar un pozo térmico para la medición de la temperatura. Si las boquillas del enfriador no disponen de estos elementos NPT pueden instalarse en los tubos de conexión entre el enfriador y los distribuidores de suministro / retorno. La carga de la brida externa del enfriador del tubo no debe superar las 500 lbs.

PRECAUCIÓN

Los tubos externos del enfriador deben instalarse de forma que no se supere una carga de 500 libras (226 kg) en la brida del enfriador.

E. Juntas

Las juntas se incluyen en las uniones entre los cabezales de agua y las placas de tubos. Si fuera necesario solicitar juntas adicionales, consulte el número de catálogo del enfriador incluido en la placa de datos.

Antes de la instalación final de los enfriadores se aconseja probar las uniones con juntas. Antes de salir de fábrica, los enfriadores se someten a pruebas con un mínimo de 1.3 veces la presión de trabajo especificada, y el valor de esta prueba se incluye en la placa de datos, es decir "T188P" se incluye en la placa de datos e indica una presión de 188 psig [1.30 MPa (manométrica)] [13.2 kg/cm² (manométrica)].

II. FUNCIONAMIENTO

El gas de ventilación se hace circular mediante los ventiladores del rotor a través del generador en un sistema cerrado, el calor absorbido por el gas se elimina en las secciones del enfriador gracias al agua de enfriamiento. Las curvas del generador indican las cantidades máximas de agua, temperatura del agua y del gas requeridas para un funcionamiento satisfactorio.

Los enfriadores de hidrógeno están diseñados para trabajar continuamente en las condiciones especificadas por los fabricantes. Entre estas condiciones se incluyen las siguientes recomendaciones:

Debido a que los enfriadores están conectados en paralelo con respecto al caudal de agua, existe una posibilidad de que una sección del enfriador quede parcial o completamente atascada. Para evitar esta posibilidad, deben instalarse los medios necesarios para la eliminación del aire. Para este propósito se incluyen orificios de ventilación en la parte superior del cabezal de agua del extremo de conexión.

Si la presión del agua en el interior del enfriador es superior a la presión atmosférica, las tuberías de ventilación del cliente deberían consistir en un racor desde cada conexión de ventilación, con una válvula para permitir una descarga continua en un embudo u otro drenaje visible. El flujo continuo de agua indica que el enfriador se está ventilando adecuadamente. Si se utiliza como medio de enfriamiento la condensación, puede ser aconsejable descargar las tuberías de ventilación en el condensador. Para proporcionar una indicación del flujo, debe instalarse entonces un dispositivo de indicación visual de flujo. Cualquier tendencia a que se acumule el aire en uno de los enfriadores puede ser corregida aumentando temporalmente la abertura de la válvula del enfriador afectado para producir una mayor presión.

Normalmente se recomienda que las secciones del enfriador funcionen con presión de agua ligeramente superior a la presión operativa de la máquina. Existen dos ventajas importantes para mantener la presión del agua ligeramente por encima de la presión de trabajo de la máquina. Primero, en caso de fallo del tubo, el caudal de pérdida de agua en el generador se mantendrá bajo. La pérdida podría detectarse y tomarse acciones correctivas antes de que afecte gravemente al funcionamiento del generador. Segundo, en el caso de enfriadores de H₂, la pérdida de hidrógeno se reducirá al mínimo ya que las juntas de tubos expandidos se sellan mejor con agua que con hidrógeno.

Los límites del caudal de agua deben ser los caudales nominal y mínimo. El caudal nominal se establece para lograr un velocidad lateral en el tubo lo suficientemente elevada como para facilitar una buena transferencia térmica, pero lo suficientemente baja como para evitar problemas por erosión. Un caudal excesivo tiene como resultado una erosión más rápida del tubo y un caudal no equilibrado el enfriamiento poco eficaz del generador.

El caudal mínimo se especifica para ayudar a mantener la capacidad de diseño de los enfriadores durante periodos prolongados de funcionamiento. El agua en movimiento a través de los tubos del enfriador tiende a depositar impurezas en las superficies interiores de dichos tubos. Esta suciedad de los tubos dificulta la transferencia térmica y reduce la capacidad del enfriador. Además los depósitos por ensuciamiento pueden ser lugares de formación potencial de corrosión por picado de los materiales del tubo. La tasa de ensuciamiento depende no sólo del tipo de agua de enfriamiento usada, sino también de la tasa de caudal. El ensuciamiento aumenta a caudales bajos, siendo necesario efectuar operaciones de limpieza con mayor frecuencia para eliminar los depósitos creados y restaurar la capacidad de transferencia térmica de diseño del enfriador.

Para funcionamiento continuo, los caudales de agua que atraviesan los enfriadores deben ser aproximadamente iguales. El caudal del enfriador puede equilibrarse midiendo la presión diferencial a través de las boquillas de admisión y salida en el extremo de conexión de cada sección del enfriador. La tasa de caudal de descarga de las ventilaciones del enfriador, así como las temperaturas medidas con RTD del gas frío son también buenos indicadores de un caudal equilibrado del enfriador.

El agua del enfriador debe acelerarse en el lado de descarga de los enfriadores para evitar la formación de bolsas de aire y un funcionamiento inestable debido a los bajos caudales. En los casos en que se instalan válvulas tanto antes como después de los enfriadores, debe tenerse cuidado de mantener una presión positiva en los mismos. Si para el enfriamiento se utiliza la condensación, puede ser necesario conectar la descarga de las tuberías de ventilación al condensador para mantener una presión eficaz para la ventilación.

Estas recomendaciones se incluyen para asegurar un rendimiento óptimo de los enfriadores. Si fuera necesario trabajar con los enfriadores un periodo prolongado en condiciones distintas a las especificadas, debe consultarse al fabricante.

III. MANTENIMIENTO

Excepto las juntas laminadas entre los tubos y las placas de estos, todas las demás juntas del lado del agua del enfriador están fuera del entorno de hidrógeno. Esto significa que cualquier servicio o reparación normal, como taponamiento de tubos con fugas, relaminado de tubos, apriete o sustitución de juntas y limpieza de tubos, puede realizarse sin desmontar el enfriador del generador.

ADVERTENCIA

Efectuar el servicio o reparación del enfriador mientras está en funcionamiento el generador con hidrógeno en la carcasa es altamente peligroso y no debe intentarse.

Si una sección del enfriador falla, el caudal de agua hacia ese enfriador debe cortarse y drenarse el enfriador. Luego, el generador debe ponerse en marcha a los niveles especificados para la parada de una sección según las especificaciones técnicas del diseño original (por ejemplo al 80% de carga) hasta el momento en el que sea posible purgar el generador de hidrógeno. Únicamente después de purgar el hidrógeno del generador debe repararse el enfriador.

PRECAUCIÓN

Para elevar los enfriadores deben utilizarse los cuatro pernos de ojal.

A. Reparación de tubos con fugas

Si es necesario reparar un tubo con fugas, el caudal de agua hacia ese enfriador debe cortarse y drenarse el enfriador. Cuando se haya purgado el hidrógeno del generador, los cabezales de agua de cada extremo deben desmontarse. El tubo con el fallo puede encontrarse probando la presión de cada uno de los tubos. El tubo podrá taponarse colocando tapones fenólicos roscados en ambos extremos. Algunos tubos ineficaces en cada sección no deberían alterar seriamente el rendimiento. Puede ser posible trabajar satisfactoriamente con el 10% de los tubos tapados si otras condiciones, como la temperatura del agua y la limpieza de los tubos son favorables, y si los tubos taponados no se concentran en una zona pequeña. Sería prudente en ese momento considerar la obtención de enfriadores de repuesto.

B. Limpieza de los tubos

Una limpieza periódica mejora la eficacia de la transferencia térmica del enfriador de hidrógeno y evita la corrosión eliminando los depósitos y otras obstrucciones que pueden provocar corrosión.

La frecuencia de la limpieza dependerá de factores locales y se relaciona, hasta cierto punto, con los problemas de limpieza de otros intercambiadores de calor, incluyendo el condensador de vapor.

Si fuera necesario limpiar las secciones del enfriador mientras trabaja, los enfriadores deben ponerse fuera de servicio uno a uno en el momento de limpiarlos, sin cerrar completamente la unidad. La carga máxima de calor que puede eliminarse con una sección del enfriador fuera de servicio debe estar limitada a los valores incluidos en las especificaciones técnicas del generador. No es necesario eliminar el hidrógeno de la máquina para limpiar las secciones del enfriador si las juntas de hidrógeno alrededor de las placas del tubo no están rotas.

PRECAUCIÓN

Los patones rascadores de metal, cepillos de cerdas metálicas y herramientas similares afectarán a la película y rasparán las superficies metálicas de los tubos, por lo que no se recomiendan.

Otras formas de limpieza mecánica pueden, normalmente realizar un trabajo satisfactorio. La limpieza con agua a alta presión o aire y agua a alta presión, puede ser lo suficientemente eficaz en muchos casos. Tapones de goma especialmente diseñados, cepillos de fibra o cepillos de nylon forzados a través de los tubos con aire comprimido o agua a alta presión son algunos de los métodos de limpieza más efectivos. Los cepillos giratorios mecánicos, con hebras de nylon pueden utilizarse en los casos de suciedad más persistente.

Mientras que para los enfriadores de hidrógeno es particularmente adecuada la limpieza mecánica, puede existir una preferencia por la limpieza química. **Existen peligros relacionados con la selección y uso de la solución limpiadora adecuada**, así como con la neutralización y lavados apropiados. La limpieza de este tipo debe realizarse bajo la estrecha supervisión de un especialista en este tipo de trabajos.

Normalmente, la superficie exterior o de la placa no debería ensuciarse. Si esto se produce y el rendimiento se viera afectado, el enfriador debe desmontarse y limpiarse con un chorro de agua a baja presión de vapor, seguido de un secado por chorro de aire. Si existe un depósito oleoso, puede ser necesario eliminarlo aplicando un chorro de aire saturado con un disolvente adecuado para eliminar la película de aceite. **Por razones de seguridad, deben hacerse referencia al "Manual de mantenimiento e instalación para supervisores de turbinas", a fin de efectuar la elección adecuada de los disolventes y su uso.**



GE Power Systems

General Electric Company
One River Road, Schenectady, NY 12345
518 • 385 • 2211 TX: 145354



~~~~~

## Equipo de Escobillas y Anillos Colectores

### Turbo-Generadores

#### I. INTRODUCCION

Puede conseguirse un funcionamiento óptimo de los anillos colectores y escobillas con unas pocas precauciones simples de instalación y mantenimiento. Las más importantes de entre éstas son una instalación inicial adecuada, limpieza y sustitución de piezas desgastadas.

#### II. DESCRIPCION DEL EQUIPO DE ESCOBILLAS

El equipo de escobillas de este generador utiliza portaescobillas del tipo de presión constante. Ver Figura 1. Por medio de un resorte en espiral se mantiene una presión uniforme en la parte alta de la escobilla a medida que se va desgastando. El resorte en espiral está unido permanentemente a una placa de soporte, formando un conjunto de placa soporte y resorte. También unida a la placa soporte hay una horquilla de desconexión que sujeta el terminal del conductor flexible de la escobilla y una placa de conexión que se inserta en la horquilla de contacto del soporte del portaescobillas.

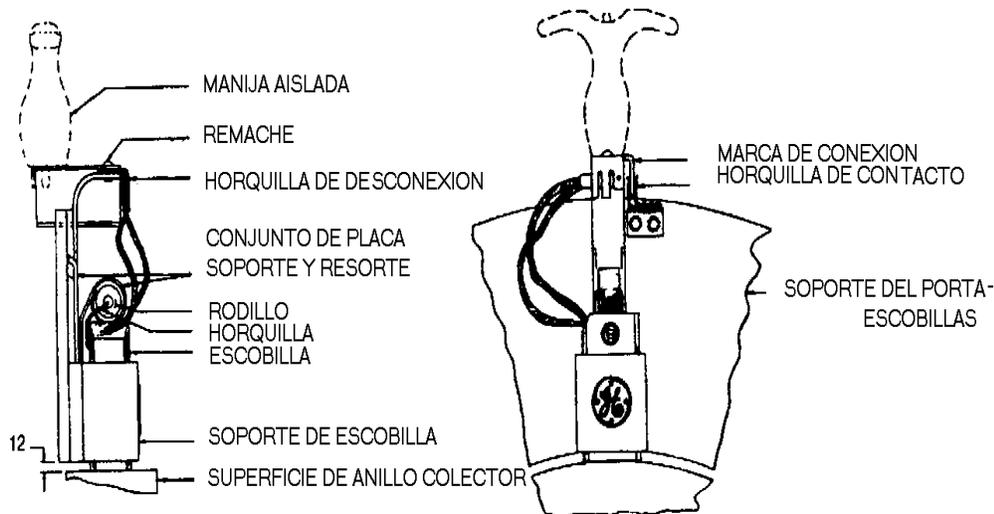


Figura 1. Conjunto Portaescobillas

~~~~~

Estas instrucciones no pretenden cubrir todos los detalles o variaciones de los equipos ni ofrecer soluciones para cualquier posible contingencia en relación con la instalación, operación o mantenimiento. Si desea más información o de surgir problemas particulares que no estén suficientemente cubiertos, de acuerdo con las necesidades del comprador, el asunto en cuestión deberá ser tratado con GE Company.

Montado con el resorte en espiral hay un conjunto de horquilla y rodillo. El resorte en espiral está colocado en la ranura en el extremo superior de la escobilla y la horquilla de rodillo está sujeta al orificio del remache de la escobilla.

Se suministra una manija aislada independiente para el montaje y desmontaje del conjunto de placa soporte de escobilla y resorte. Esta manija sirve para todas las escobillas del equipo de escobillas. Cuando no se use, la manija debe quitarse del conjunto de placa soporte de escobilla y resorte, y guardarse en un lugar seguro y fácilmente accesible.

III. INSTALACION

ADVERTENCIA

Puede producirse un grave shock eléctrico si (1) se tocan simultáneamente los componentes de polaridad positiva y negativa, o (2) se tocan simultáneamente un polo y masa.

- A. Utilizar solamente los portaescobillas y resortes suministrados con o especificados para el generador. No mezclar los soportes de presión constante con los de otro tipo.
- B. Disponer el equipo de tal forma que las caras de los anillos colectores o soportes sean perpendiculares a la superficie de los anillos colectores.
- C. Colocar los portaescobillas en posición perpendicular a la superficie de los anillos colectores, con un huelgo de 1/8 de pulgada [3,18 mm] medido en el centro del soporte. Cerrar los portaescobillas firmemente a los soportes.

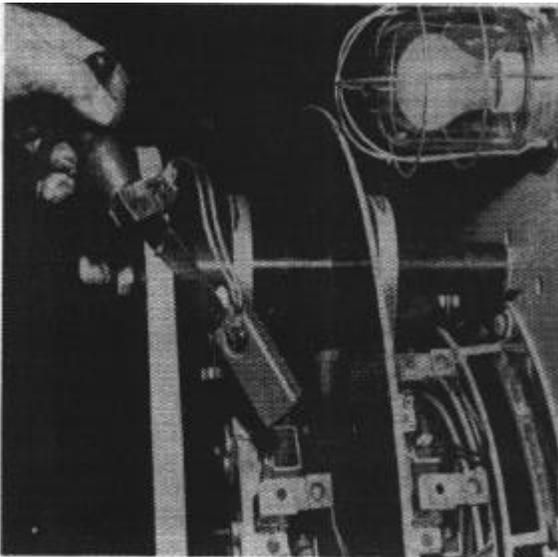


Figura 2. Instalación de Escobilla y Manija Aislada al Conjunto de Placa Soporte y Resorte

- D. Utilizar solamente el tipo de escobilla suministrado con el generador a menos que se den otras instrucciones específicas por parte de General Electric Company. Bajo ninguna circunstancia deberán utilizarse escobillas de diferentes tipos en el mismo anillo colector.
- E. Ajustar las escobillas al contorno del anillo colector. El mejor modo de hacerlo es sobre un cilindro que tenga el mismo diámetro que el anillo, y que esté cubierto con papel de esmerilar grueso tal como "garnet". Las escobillas deben esmerilarse solamente en la dirección de rotación. Para asegurarse de que no queda arena incrustada en la escobilla, acabar rascando con un cuchillo.
- F. Insertar la manija aislada al conjunto de la placa soporte y resorte, presionando el botón de enganche en la parte alta de la manija e insertando la clavija en el orificio en la parte alta de la placa soporte. Ver Figura 2. Colocar el resorte en espiral del conjunto de la placa soporte y resorte en la ranura en la parte superior de la escobilla y montar la horquilla rodillo en el orificio del remache de la escobilla. Conectar el terminal del conductor flexible de la escobilla a la horquilla de desconexión asegurándose de que las patillas de la horquilla están limpias y que sujetan firmemente el terminal.
- G. Instalar la escobilla en el portaescobillas. Ver Figura 3. La escobilla debe deslizarse con libertad, pero sin excesivo juego. El huelgo de diseño entre una escobilla nueva y el portaescobillas es de 6 a 12 mils [152 a 305 μm], lo cual puede comprobarse fácilmente con una galga.
- H. Insertar el conjunto de placa soporte y resorte asegurándose de que las orejetas cierran la ranura del portaescobillas y de que la placa de conexión queda unida a la horquilla de contacto del soporte del portaescobillas. Ver Figura 4. Quitar la manija presionando el botón de enganche en la parte alta de la manija. Ver Figura 5.

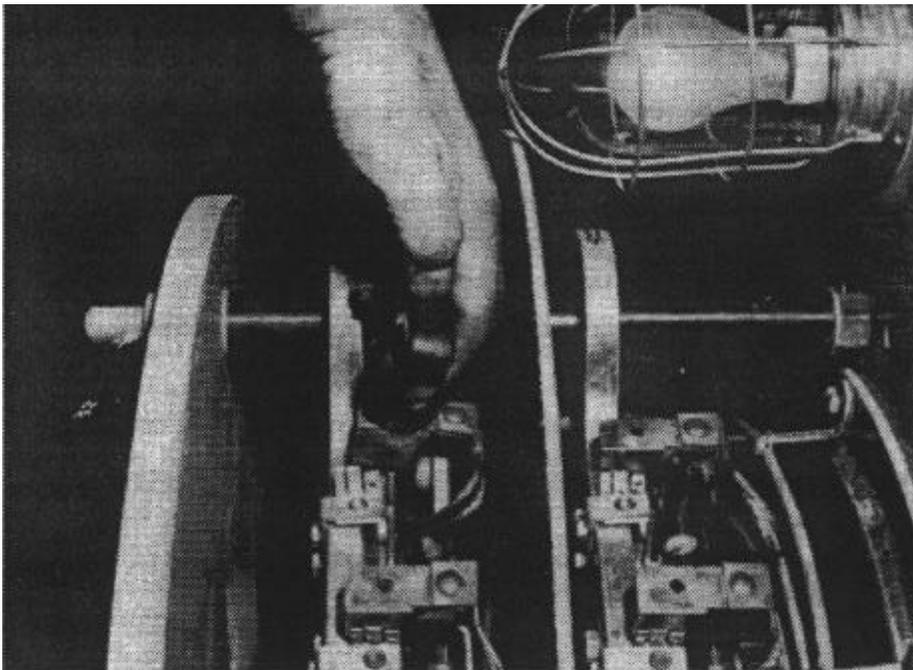


Figura 3. Instalación de una Escobilla en el Portaescobillas

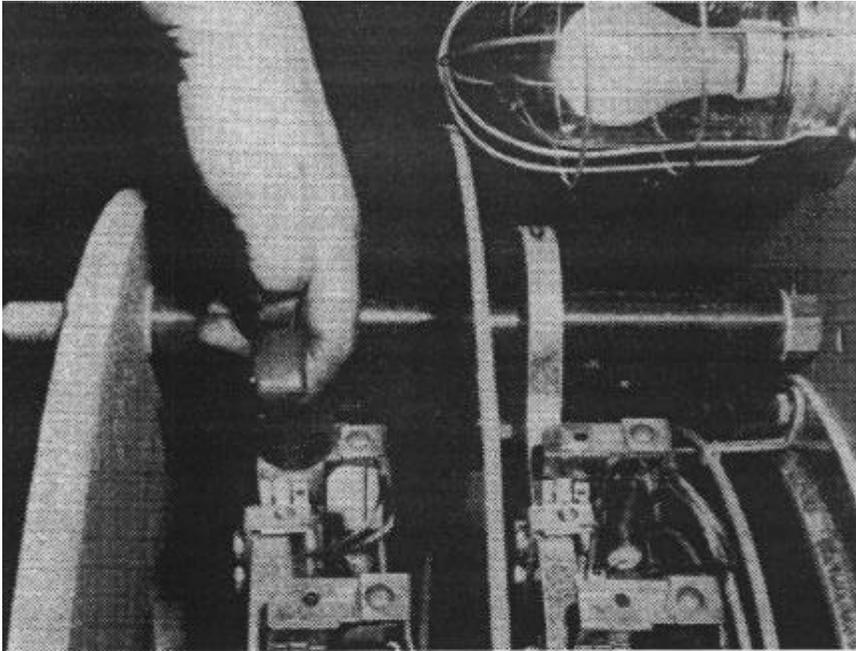


Figura 4. Inserción del Conjunto de Placa Soporte y Resorte

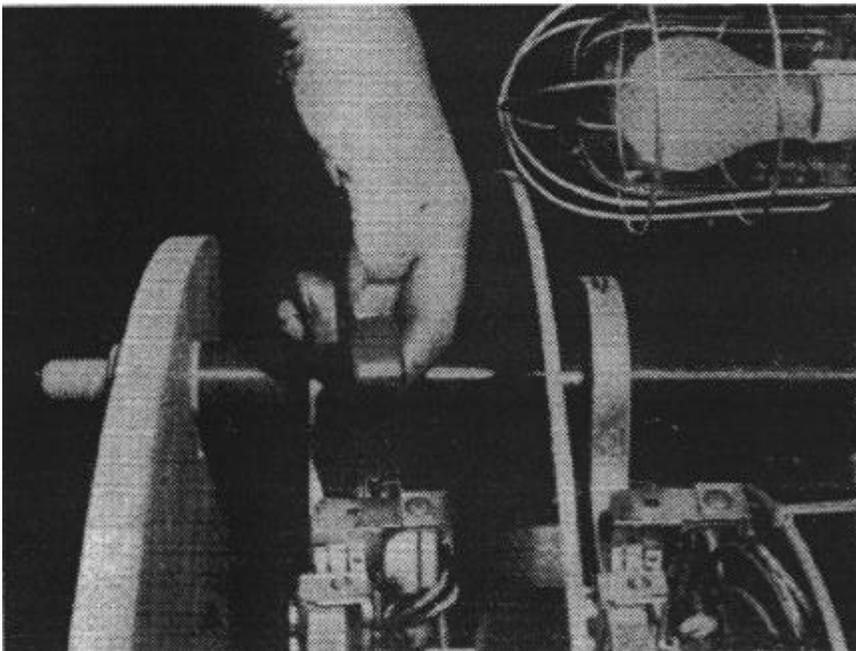


Figura 5. Inserción y Desenganche de la Manija

IV. EN LAS PARADAS

Durante los períodos de parada los anillos deben examinarse para detectar posibles picaduras, filetes o ranuras, o depósitos de materia extraña. En los casos graves, los anillos tendrán que ser rectificadas o torneadas, y después pulidos. En casos leves pueden limpiarse puliendo los anillos a la velocidad de giro nominal con papel de esmeril fino, grado 1/0 o más fino, seguido de un pulido con papel de esmeril más fino y posterior limpieza. Si resulta necesario rectificar la superficie de los anillos colectores, el pulido final debe hacerse siempre a la velocidad de giro nominal de forma que los anillos produzcan la mínima vibración en las escobillas a esa velocidad nominal. Si los anillos se pulimentan a velocidades inferiores, la diferencia en vibración del eje puede conducir a excesivas vibraciones de las escobillas a la velocidad nominal. La vibración de las escobillas a la velocidad nominal no debe exceder de 2 mils [51 µm] para un buen funcionamiento, aunque puede ser posible funcionar temporalmente con vibraciones más altas. Ver instrucciones para el Rectificado de Anillos Colectores.

Las escobillas deben quitarse mientras los anillos se pulen o limpian. Es también recomendable quitar las escobillas si la unidad va a pararse durante un período de tiempo largo, de forma que se eviten picaduras electrolíticas de los anillos.

PRECAUCION

Las escobillas deberán substituirse cuando el extremo de la escobilla esté a 1/8" [3,18 mm] sobre el extremo del cajetín de la escobilla. Cualquier intento de usar la escobilla más allá de este punto puede producir contacto entre el conductor flexible y el cajetín de la escobilla, con la consiguiente reducción de la fuerza efectiva del resorte sobre la escobilla. Esta reducción en la fuerza del resorte puede producir problemas serios y debe evitarse. En las paradas, substituir las escobillas desgastadas según se requiera.

Es importante no doblar el resorte hacia atrás en contra de su curvatura normal. Este resorte deberá manejarse solamente con la placa soporte.

Comprobar el huelgo lateral entre la escobilla y el portaescobillas. Si este huelgo excede de 12 mils [305 µm] puede ser necesario substituir la escobilla o el portaescobillas, o ambos.

Todas las piezas del equipo de escobillas deberán limpiarse escrupulosamente para quitar el polvo de carbón, aceite o suciedad. Con este fin, lo mejor es utilizar trapos limpios pero puede utilizarse una pequeña cantidad de alcohol si es necesario. Algunos fluidos de limpieza pueden tener un efecto muy adverso en la capa del anillo colector, de forma que no deben usarse en las superficies del anillo y en las escobillas. Es también importante limpiar las superficies aisladas, entre y adyacente a los anillos colectores. Todas las piezas del equipo de escobillas deben mantenerse apretadas. En cada parada, comprobar todas las tuercas, pernos y tornillos para asegurarse de su apriete. Esto es especialmente importante ya que el aislamiento alrededor de los pernos de soporte tiene una ligera tendencia a encoger, lo cual disminuye la presión del atornillado. Si no se corrigen periódicamente, pueden producir excesivas vibraciones en el equipo del portaescobillas.

Cualquier oxidación que pueda haberse acumulado en la superficie de contacto de la horquilla de desconexión y del terminal del conductor flexible de la escobilla o de la horquilla de contacto y de la placa de conexión puede quitarse aplicando muy ligeramente papel de lija. Si las patillas de la horquilla no están apretadas, la horquilla debe substituirse.

V. DURANTE EL FUNCIONAMIENTO

A. Inspección Diaria

1. Observar a simple vista el funcionamiento de las escobillas. El chisporroteo en la superficie del anillo puede corregirse normalmente frotando los anillos con una almohadilla de lona fuerte montada sobre una tabla. Si el chisporroteo tiene lugar solamente en una escobilla, a veces puede corregirse aplicando una presión extra en esa escobilla durante un momento. Si con esto no se tiene éxito, desmontar el conjunto de placa soporte y resorte y la escobilla, e inspeccionar todas las piezas cuidadosamente para detectar daños, desgastes, o materias extrañas.
2. Substituir cualquier escobilla que haya alcanzado el límite de desgaste. Es normal que las escobillas de signo positivo se desgasten a un ritmo mayor que las escobillas de signo negativo.
3. Asegurarse de que todas las escobillas se mueven con libertad en sus portaescobillas.
4. Mantener los anillos y el equipo de escobillas tan limpios como sea posible. Es especialmente importante alejar los aceites de los anillos colectores y de los equipos de escobillas.
5. Debe corregirse cualquier vibración excesiva de las escobillas. Una vibración de doble amplitud de aproximadamente 2 a 3 mils [51 a 76 μm] debe considerarse satisfactoria. Las vibraciones más altas que ésta deberán corregirse, aunque puede ser posible funcionar temporalmente con una vibración más alta. La corrección puede consistir en el equilibrado de los rotores o en el rectificado de los anillos, o ambas cosas.

B. Inspección Anual

Un anillo colector (normalmente el anillo positivo) puede tener tendencia a desgastarse más rápidamente que el otro. Para distribuir uniformemente este desgaste entre los anillos, puede ser aconsejable intercambiar la polaridad de los anillos al menos una vez al año.

Los anillos que están extremadamente desgastados, o que están desgastados de una forma irregular produciendo una excesiva vibración de las escobillas, deben ser rectificados. Al rectificar los anillos, deberá quitarse la mínima cantidad de material, para de esta forma prolongar la vida del conjunto.

VI. GENERAL

El funcionamiento de las escobillas está estrechamente relacionado con la fuerza de fricción entre las escobillas y los anillos. Se obtiene un buen funcionamiento de las escobillas entre unos ciertos valores de la fuerza de fricción y el funcionamiento resulta defectuoso si la fuerza de fricción es demasiado baja o demasiado alta. Si esta fuerza de fricción es demasiado baja, la caída de voltaje por contacto es alta. En esta situación probablemente las escobillas producirán chispas y algunas escobillas tenderán a soportar toda la corriente. Las chispas a su vez producen un rápido aumento de la rugosidad de los anillos colectores, bien en forma de picaduras, filetes o ranuras, o depósitos oscuros que se asemejan a marcas de las escobillas sobre los anillos. Por el otro lado, unas fuerzas de fricción demasiado altas producirán martilleo y vibraciones de las escobillas y un posible calentamiento de los anillos. Este martilleo puede ser causa de que las escobillas se desconchen. Esto producirá que los anillos presenten un aspecto oscuro y brillante.

Los resortes suministrados con los portaescobillas mantienen una fuerza de 2 libras [8,9 N] en la parte alta de las escobillas. Se ha comprobado que este valor produce un buen funcionamiento en la gran

mayoría de las instalaciones. Sin embargo, en ciertas aplicaciones inusuales, que a menudo incluyen contaminación atmosférica, una fuerza del resorte más alta o más baja puede dar mejores resultados. Para estos casos especiales están disponibles y pueden utilizarse resortes con fuerza de 1,5 libras [6,7 N] y 2,5 libras [11,1 N]. Estos resortes especiales llevan marcada la fuerza del resorte en la chapa trasera para su identificación. Todos los resortes utilizados en el equipo de escobillas de un generador deberán tener la misma fuerza. No mezclar resortes que tengan diferentes fuerzas.

En caso de dificultades con el equipo de escobillas o con los anillos colectores que no puedan ser corregidas con referencia a estas instrucciones, será de ayuda enviar la siguiente información a General Electric Company:

- A. Descripción completa del problema específico
- B. Tipo de escobilla que se está utilizando
- C. Corriente de excitación media en el generador
- D. Condiciones atmosféricas inusuales, incluyendo temperatura, humedad y contaminantes gaseosos o sólidos
- E. Si la dificultad está asociada con una polaridad, consignar cuál es, según se determine por medio de un voltímetro
- F. Vibración aproximada de las escobillas y vibración del eje en el cojinete contiguo.
- G. Vida media de la escobilla que se obtiene en cada polaridad.
- H. Fecha en la que los anillos fueron rectificadas por última vez y método que se utilizó.

Enviando un informe completo de este tipo, General Electric Company podrá diagnosticar de una forma más precisa el problema y sugerir medidas correctoras.

VII. RECTIFICADO DE LOS ANILLOS COLECTORES

Los anillos colectores de acero deben rectificarse periódicamente para reducir la vibración de las escobillas y para evitar un rápido deterioro de las escobillas debido al chisporroteo. Las formas normales de desgaste tienen dos componentes:

- A. Desgaste radial uniforme en los pasos de las escobillas, lo cual reduce el diámetro del anillo pero deja el anillo básicamente redondo.
- B. Desgaste no-uniforme que deja el anillo elíptico, o con una serie de puntos altos y bajos. Este es el tipo de desgaste que tiene el efecto más perjudicial en el funcionamiento de las escobillas.

Si hay ranuras desgastadas de más de 15 mils [381 μm] de profundidad en los anillos, deberá hacerse un rectificado preliminar con una piedra de esmerilar de grano grueso, utilizando una esmeriladora accionada eléctricamente o neumáticamente, o con herramientas de corte de acero con una máquina de torneado. Si se utilizan herramientas de corte, deberán ser preferiblemente de acero especial para herramientas de alta velocidad, preparadas para minimizar la vibración y la profundidad de las marcas de la herramienta. El borde cortante deberá estar redondeado con un radio de 6 a 8" [152 a 203 mm]. Se recomienda utilizar un ángulo de inclinación hacia adelante de 1° y un ángulo de inclinación superior de 20°. Para sostener la herramienta de corte deberá utilizarse una pequeña cruceta o el portaherramientas del torno que esté en muy buena condición. Un modelo recomendado es el

"Midget", fabricado por Ideal Industries, Sycamore, Illinois. Deberá conseguirse la máxima rigidez en el equipo que soporta la cruceta en relación con la base de excitación o con el suelo. El rectificado preliminar a baja velocidad deberá continuarse hasta que las marcas de desgaste originales hayan desaparecido casi completamente.

Las operaciones finales de rectificado deberán llevarse a cabo con piedras estacionarias, con el generador girando a su velocidad nominal. Antes de ajustar el equipo para esta operación, el generador deberá llevarse a su velocidad nominal y deberán tomarse las siguientes lecturas:

- A. Vibración del eje y del cojinete, en el cojinete adyacente al colector.
- B. Vibración de cada escobilla, en cada anillo colector, tomada con un dispositivo de medición de vibraciones muy preciso.

Si se notan excesivas vibraciones del eje o del cojinete, se recomienda que el generador se vuelva a equilibrar para corregir esta situación antes de seguir adelante. Si se dan diferencias significativas en la vibración de las escobillas en varias posiciones alrededor de los anillos, la vibración de escobillas para cada anillo deberá reflejarse en gráficos en hojas separadas de papel en coordenadas polares. Debido a la rigidez desigual de los cojinetes en las direcciones horizontal y vertical, puede notarse una vibración de la escobilla según un modelo elíptico. Si éste es el caso, la elipse mayor estará en la misma posición en cada anillo. Si hay una diferencia grande entre la vibración en los ejes mayor y menor de la elipse, se recomienda ajustar el equipo de forma que las piedras corten en el eje mayor. Si la diferencia es pequeña (menor de 2 mils) la piedra puede utilizarse en cualquier posición conveniente.

La piedra específica que se recomienda es la del catálogo 80-454, fabricada por Ideal Industries, Sycamore, Illinois. Estas piedras se hacen en cinco grados de grosor de grano: extragruoso, grueso, medio, acabado y pulido. Deberán tenerse a mano varios de los últimos cuatro tipos.

La cruceta deberá montarse sobre una estructura de soporte rígida de forma que la piedra no sobresalga del soporte más de 1/2" [13 mm]. La cabeza deberá ajustarse de tal forma que se deslice libremente y que se pueda hacer una pasada por todo el anillo en 5 segundos o menos. La piedra deberá montarse en el lado del colector en la posición en la que el colector gire hacia abajo, hacia la piedra y de tal forma que se minimice la vibración de la herramienta.

Con el generador a la velocidad nominal y con una piedra gruesa o media en la cruceta, pasar la piedra rápidamente hacia adelante y hacia atrás en todos los anillos. Si se dispone de un estroboscopio, observar la acción de corte bajo la luz estroboscópica y continuar el esmerilado hasta que todas las irregularidades hayan desaparecido casi por completo. A continuación cambiar sucesivamente a las piedras de grano medio, de acabado y de pulido. No utilizar tela de óxido férrico para pulimentar. Comprobar la vibración con un dispositivo de medida de vibraciones muy preciso, sujetado por medio de un vástago con una escobilla de carbón en el extremo que recorre el anillo. Si no hay vibración elíptica, la vibración de la escobilla no deberá ser muy diferente de la vibración del eje. Una vibración de escobilla de 2 mils [51 μm] o menor deberá considerarse como satisfactoria. El generador a continuación puede pararse y quitar las rebabas de las ranuras helicoidales a mano con una pequeña piedra. Nótese que la excentricidad de los anillos, medida con un reloj indicador a baja velocidad puede ser de varias mils. No intentar mejorar este aspecto, ya que lo importante es mantener la vibración mínima de escobillas a la velocidad nominal sin tener en cuenta su valor a baja velocidad.

Si hay vibración elíptica y si las piedras no se colocaron en el eje mayor, entonces la vibración final probablemente no será menor que la diferencia en vibración entre los dos ejes. Por ejemplo, si la vibración original era de 10 mils [254 μm] en el eje mayor y de 6 mils [152 μm] en el eje menor, entonces las lecturas finales de vibración después del rectificado serán probablemente de unas 4 mils [102 μm].

Si las piedras se hubieran dispuesto para cortar en el eje mayor de la elipse, es necesario tomar frecuentes lecturas de vibraciones en los dos ejes a medida que vaya teniendo lugar el esmerilado. Cuando las vibraciones estén dentro de 2 mils [51 μm] de diferencia, cambiar a la piedra de acabado. Cuando las vibraciones estén dentro de 1/2 mil [13 μm] de diferencia, cambiar a la piedra de pulido, y esmerilar hasta que las vibraciones sean iguales, y a continuación parar. Si se sigue esmerilando aumentaría la vibración. Con este método, la vibración mínima es teóricamente igual a la mitad de la diferencia de las lecturas iniciales. Por ejemplo, si la lectura inicial en los dos ejes era de 10 y 6 mils [254 y 152 μm], entonces la vibración final sería de 2 mils [51 μm].



GE Power Systems

*General Electric Company
One River Road, Schenectady, NY 12345
518 • 385 • 2211 TX: 145354*



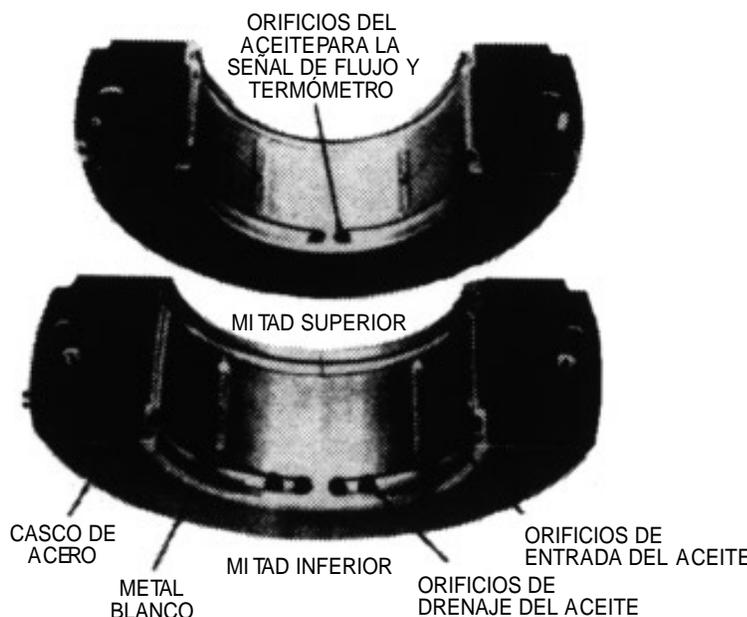
Chumaceras

I. CHUMACERAS

Las chumaceras son cascos de acero blanco. Las figuras 1 y 2 muestran los dos tipos de chumaceras que se usan con más frecuencia.

Las chumaceras consisten de dos mitades con el fin de permitir la remoción de un cojinete sin retirar el rotor. Las mitades de los cojinetes se mantienen alineadas por medio de espigas en la junta horizontal y están unidas con tornillos de cabeza. Como las mitades de los cojinetes son fabricadas como una unidad, se deben mantener juntas, como un juego de dos, y jamás se deben intercambiar con las mitades de otros cojinetes. Los orificios de entrada del aceite del cojinete tienen un tamaño que forma los orificios para el cojinete. No existen orificios que se usen en las tuberías a los cojinetes.

Una parte del aceite drenado se impulsada a través de la parte superior del cojinete y la tapa del cojinete en un flujo visible y un termómetro u otro dispositivo que indicador de temperatura. Lo anterior permite verificar el flujo del aceite en cada cojinete, así como la temperatura del aceite que sale del cojinete.



**Figura 1. Chumacera de ranura axial
(perforación cilíndrica)**

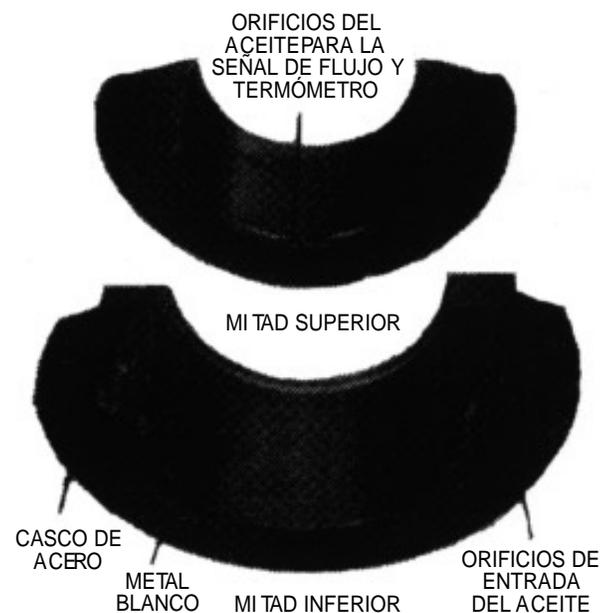


Figura 2. Chumacera de perforación elíptica

A. Inspección de los cojinetes (chumaceras)

Por regla general, no es necesario inspeccionar una chumacera entre un periodo regular de revisión o inspección y otro, a no ser que haya alguna indicación de que se necesite una inspección.

En el período regular de revisión se debe inspeccionar cada chumacera para verificar los espacios libres, la condición y la alineación. Asimismo, se debe inspeccionar la adaptación de la bola del cojinete y el asiento de la bola en el soporte del cojinete.

Las mitades superiores de todos los soportes de los cojinetes (tapas de los cojinetes) se pueden retirar a efecto de proporcionar acceso a las chumaceras.

B. Verificación del espacio libre de los cojinetes

Los espacios libres diametrales de las chumaceras elípticas son de 0.00133 de pulgada (0.00133 mm/mm) en la vertical por pulgada del diámetro del muñón, de 0.00266 de pulgada (0.00266 mm/mm) en la horizontal por pulgada del diámetro del muñón. Los espacios libre diametrales de las chumaceras de ranura axial y perforación cilíndrica son de 0.00133 de pulgada (0.00133 mm/mm) por pulgada del diámetro del muñón. Las mediciones de los espacios libre se deben tomar con las turbinas a temperatura ambiental. Existen varios métodos para medir el espacio libre entre el eje de la turbina y una chumacera; sin embargo, a continuación se explica uno de los métodos más sencillos. Este método no requiere que se levante el rotor ni se retire el cojinete de la mitad inferior.

1. Retire la tapa del soporte del cojinete.
2. Desempear y retirar la mitad superior del cojinete. La mitad superior está unida a la mitad inferior por medio de espigas. Proteja las superficies del cojinete y el muñón.
3. Limpie las superficies del cojinete y el muñón con un trapo limpio.
4. Coloque un pedazo de alambre de plomo suave sobre la superficie del muñón entre X y Y, figura 3.

Nota: Para proteger el metal blanco contra daños, el alambre de plomo no debe tener un diámetro superior a 0.010 de pulgada (254 μ m) en exceso al espacio diametral más grande. Por ejemplo, si el espacio libre de una chumacera en particular es de 0.013 a 0.015 (0.330 – 0.381 mm), no use alambre de plomo de diámetro superior a las 0.025 de pulgada (0.635 mm). Si se usa alambre de plomo de diámetro mayor, coloque calces de tamaño equivalentemente mayor, en la junta horizontal del cojinete antes de tomar la medida final del alambre de plomo comprimido. Cuando se usan calces en la junta horizontal, cubra la mayor parte posible de la junta, sobre todo el área adyacente a los pernos.

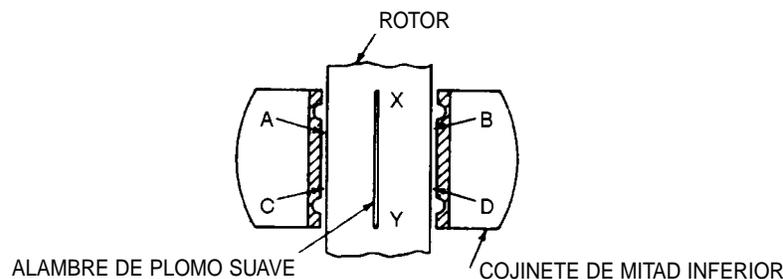


Figura 3. Revisión del espacio libre y la alineación de los cojinetes

5. Reemplazar el cojinete de la mitad superior y empear el mismo, con cuidado de no alterar el alambre de plomo.

6. Retire el cojinete de la mitad superior y mida el alambre de plomo comprimido. El espacio libre será satisfactorio si no pasa del doble del espacio libre original del diseño.

C. Remover un cojinete para su inspección

Para examinar una chumacera es necesario retirar el cojinete entero. La mitad superior del cojinete se retira como se explicó en el párrafo anterior, en los pasos 1 y 2. Para retirar la mitad inferior del cojinete es necesario levantar el eje lo suficiente como para eliminar su peso de la mitad inferior del cojinete, después de lo cual la mitad inferior podrá retirarse. El eje se puede levantar con el equipo de levantamiento del rotor que se proporciona con las herramientas. El procedimiento para retirar la mitad inferior del cojinete es el siguiente:

1. Retire la mitad inferior del (los) deflector(es) del aceite.
2. Instale el equipo de levantamiento del rotor (véase la figura 4).

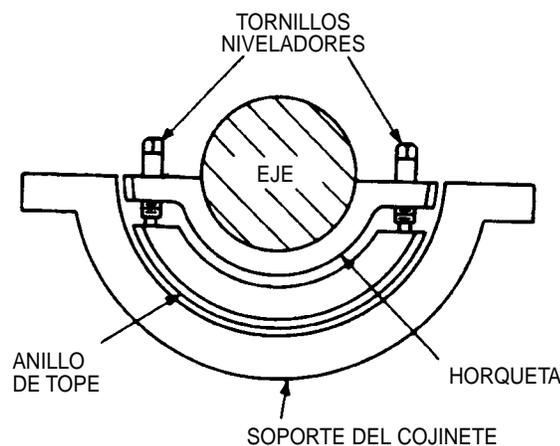


Figura 4. Dispositivo de levantamiento del rotor

3. En forma alternada apriete cada uno de los tornillos niveladores la misma cantidad de vueltas, una vuelta a la vez, de tal manera que el eje se levante verticalmente de la superficie del cojinete, después de lo cual se podrá retirar la mitad inferior del cojinete.
4. Si la mitad inferior del cojinete es demasiado pesada para ser rodada sin ayuda mecánica, atornille el perno de argolla en el agujero roscado sobre la junta de la mitad inferior del cojinete. Use el agujero roscado del mismo lado del cojinete como la espiga que se usa para evitar el giro del cojinete.
5. Enganche una eslinga de levantamiento en el perno de argolla y comience a levantar la mitad inferior del cojinete. Tal vez sea necesario ajustar el aparejo de elevación durante la operación, a efecto de tirar de la mitad inferior del cojinete con un movimiento circular, para que se pueda retirar después de que ha pasado del eje.

A menos de que el cojinete esté terriblemente escoriado o barrido, o que el metal blanco esté roto, limpie el cojinete y vuelva a colocarlo.

D. Instalar y alinear el cojinete

Cuando se reemplaza una chumacera, es importante que la perforación esté alineada en forma paralela al eje del muñón. *No se debe suponer que, dado que el cojinete tiene un asiento de bola, que éste se alineará en forma automática con el eje.* En el caso de cojinetes mal alineados, la carga de la unidad aumenta y la

presión máxima de la película de aceite puede aumentar considerablemente, dando por resultado temperaturas más elevadas para la película de aceite.

Analice la bola del cojinete y el asiento de bola del soporte para asegurarse de que no existen rebabas o imperfecciones que interfieran con el asiento del cojinete. Rectifique las superficies, en caso necesario, y asegúrese de que están limpias.

Antes de volver a colocar el cojinete, limpie las superficies del cojinete y el muñón con aceite de turbina, después proceda de la manera siguiente:

1. Gire la mitad inferior para colocarla en su lugar, de tal manera que siga el asiento de bola del soporte del cojinete.
2. Coloque la mitad inferior de tal manera que la torsión sea aceptable (véase la figura 5).
3. Retroceda los tornillos niveladores para elevar el rotor, de tal manera que el rotor se vuelva a colocar en la mitad inferior del cojinete. No golpee el cojinete después de haber bajado el rotor, pues las superficies del cojinete y la ménsula del cojinete no siempre están paralelas.

Cuando se ha colocado la parte inferior del cojinete, como en el paso 2 que antecede, se alinea el cojinete solamente en una dirección. Para determinar si el cojinete está inclinado en el asiento de bola, use alambre de plomo como se explica en los pasos 4 y 5 de la sección B, VERIFICAR EL ESPACIO LIBRE DEL COJINETE.

4. Retire la mitad superior del cojinete y mida el alambre de plomo comprimido en los dos extremos (X y Y). Cualquier diferencia de espesor entre X y Y indicará en qué dirección y qué tan inclinado está el cojinete. Si el cojinete está inclinado, el rotor tendrá que ser levantado nuevamente y la inclinación tendrá que ser corregida (véase la Figura 6).
5. Una vez corregida la inclinación, vuelva a colocar la mitad superior del cojinete.
6. Retire el equipo de levantamiento (gato) y vuelva a colocar el(los) deflector(es) del aceite.
7. Vuelva a colocar la tapa del cojinete.

E. Verificar el ajuste de grapa de la tapa del cojinete

La chumacera se mantiene alineada en la ménsula del cojinete por medio del ajuste de grapa entre la bola del cojinete y el asiento de bola del soporte del cojinete. El ajuste de grapa debe ser de entre 0.001 y 0.005 de pulgada (0.025 a 0.127 mm).

La figura 7 muestra el método para tomar medidas que permiten verificar el ajuste de grapa. El procedimiento es el siguiente:

1. Retire la tapa del cojinete.
2. Coloque un pedazo de alambre de plomo suave sobre la parte superior de la bola del cojinete en A, en forma paralela a la dirección del eje. Use alambre de diámetro de 0.020 de pulgada (0.508 mm).
3. Coloque los calces de 0.015 de pulgada (0.381 mm) de espesor en la junta horizontal del soporte del cojinete en B y C, cubriendo la mayor parte posible de la junta, sobre todo el área adyacente a los pernos y el ensamblaje, y empernar la tapa del cojinete. Como la junta de soporte del cojinete quedará abierta 0.015 de pulgada (0.381 mm) debido a los calces, el alambre de plomo quedará comprimido a menos de 0.015 de pulgada (0.381 mm) en cantidad igual al ajuste de grapa.

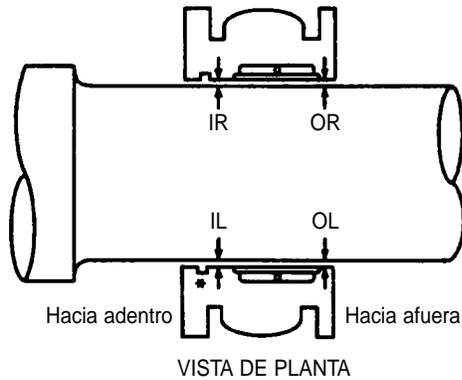


TABLA DE DATOS PARA TORSIÓN

Tb. # _____
 Fecha _____
 Cojinete # _____
 Nombre _____
 OL = _____
 IL = _____
 IR = _____
 OR = _____

REVISIÓN

Fecha _____
 Cojinete # _____
 Nombre _____
 OL = _____
 IL = _____
 IR = _____
 OR = _____

RELACIONES DE LA TORSIÓN

TORSIÓN = $(OL - IL + IR - OR) / 2$
 = _____

Límites de alineamiento de la TORSIÓN:
 = $\pm 0.0003 \times \text{Diam. del Cojinete}$

RELACIONES DE LA TORSIÓN

TORSIÓN = $(OL - IL + IR - OR) / 2$
 = _____

Límites de alineamiento de la TORSIÓN:
 = $\pm 0.0003 \times \text{Diam. del Cojinete}$

EJEMPLO: UNIDADES INGLÉSAS (Todas las dimensiones en pulgadas; precisión próxima a 0.001 pulg)
 Por ejemplo Cojinete de 20 pulg. de Diam.;

OL = 0.024, IL = 0.026, IR = 0.020, OR = 0.022

TORSIÓN = $\frac{0.024 - 0.026 + 0.020 - 0.022}{2} = -0.022$

TORSIÓN MÁXIMA PERMISIBLE = $\pm 0.0003 \times 20 \text{ Pulg. Diam} = \pm 0.006$

∴ TORSIÓN OK

EJEMPLO: UNIDADES MÉTRICAS (Todas las dimensiones en mm; precisión próxima a 0.025 mm)
 Por ejemplo Cojinete de 508 mm de Diam.;

OL = 0.610, IL = 0.660, IR = 0.508, OR = 0.599

TORSIÓN = $\frac{0.610 - 0.660 + 0.508 - 0.599}{2} = -0.051$

TORSIÓN MAX. PERMISIBLE = $\pm 0.0003 \times 508 \text{ mm Diam.} = \pm 0.152$

∴ TORSIÓN OK

Figura 5. Torsión

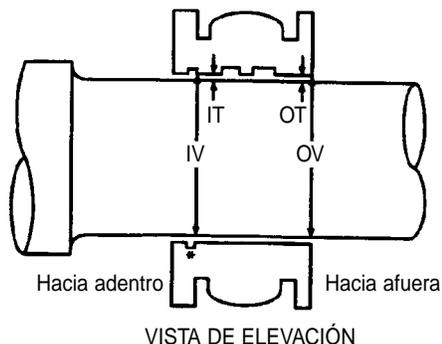


TABLA DE DATOS DE LA INCLINACIÓN

Fecha _____
 Cojinete # _____
 Nombre _____
 OV = _____
 IV = _____
 OT = _____
 IT = _____

RELACIONES PARA LA INCLINACIÓN

INCLINACIÓN = (OV-IV) - OT + IT
 = _____
 Límites del alineamiento de la INCLINACIÓN
 = ± 0.000 a + 0.0001 x Diam. del Cojinete
 = _____

EJEMPLO: UNIDADES INGRESAS (Todas las dimensiones en pulgadas; precisión próxima a 0.001 pulg)
 Por ejemplo Cojinete de 20 pulg. de Diam.; extremo hacia adentro colocado bajo

OV = 20.025, IV = 20.026, OT = 0.027, IT = 0.028

(OV-IV) = 20.025 - 20.026 = -0.001 (NÓTESE EL SIGNO)

INCLINACIÓN = -0.001 - 0.027 + 0.028 = 0.000

INCLINACIÓN MÁXIMA PERMISIBLE = 0.000 A + 0.0001 x 20 Pulg. Diam. = 0.000 A + 0.002

∴ INCLINACIÓN OK

EJEMPLO: UNIDADES MÉTRICAS (Todas las dimensiones en mm; precisión próxima a 0.025 mm)
 Por ejemplo Cojinete de 508 mm de Diam.; extremo hacia afuera colocado bajo

OV = 508.635, IV = 508.660, OT = 0.686, IT = 0.711

(OV-IV) = 0.686 - 0.711 = -0.025 (NÓTESE EL SIGNO)

INCLINACIÓN = -0.025 - 0.686 + 0.711 = 0.000

INCLINACIÓN MAX. PERMISIBLE = 0.000 A + 0.0001 x 508 mm Diam. = 0.000 A + 0.051

∴ INCLINACIÓN OK

NOTAS

UNIDADES de 3000/3600 rpm [50/60 rps]

1. Alinear los cojinetes con el muñón, verificando si hay torsión e inclinación. Haga las correcciones necesarias y anote los resultados.
2. Siempre que se retire un cojinete después se tendrá que volver a revisar la torsión y la inclinación, hacer las correcciones y anotar los resultados cuando se monte.
3. En el caso de instalaciones de generadores ensamblados en fábrica, IV y OV no son necesarios, siempre y cuando no se hayan retirado los cojinetes.

Figura 6. Inclinación

4. Retire la tapa del cojinete y mida el alambre de plomo comprimido. Si el alambre mide entre 0.015 y 0.020 de pulgada (0.381 – 0.508 mm) no hay ajuste de grapa. Si el alambre mide menos de 0.015 de pulgada (0.381 mm), la diferencia entre la medida y 0.015 de pulgada (0.381 mm) es el ajuste de grapa. Por ejemplo, si el alambre comprimido mide 0.012 pulgadas (0.305 mm) el ajuste de grapa es 0.015 – 0.012 o 0.003 pulgadas (0.381 – 3.05 = 0.076 mm).
5. Si el ajuste de grapa está entre 0.001 y 0.005 pulgadas (0.025 – 0.127 mm) retire los calces y vuelva a colocar la tapa del cojinete.

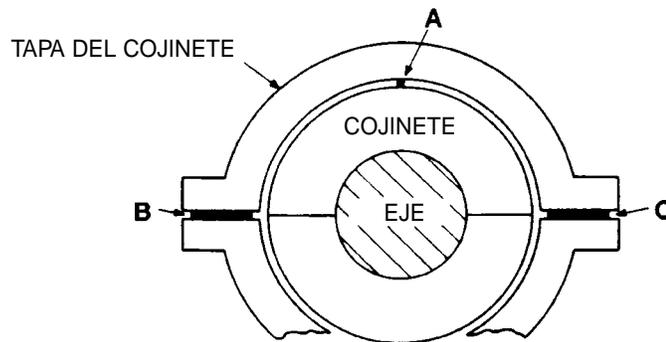


Figura 7. Verificación del ajuste de grapa de la tapa del cojinete

Si la medición realizada en el paso 4 resulta en que el ajuste de grapa es inferior al especificado, o que no hay tal, no se podrá determinar de inmediato, sin los diseños del fabricante, si el diámetro del asiento de bola en el soporte del cojinete es demasiado grande o si la bola del cojinete es demasiado pequeña. Se deberá instalar un cojinete de repuesto, alinear debidamente y realizar otro ajuste de grapa para asegurarse si la situación ha quedado corregida.

Cuando la envoltura del ensamblaje del cojinete incluye ambos un cojinete y un anillo de cojinete, se requiere el siguiente procedimiento para lograr el ajuste de grapa del ensamble:

6. Habiendo retirado la tapa del cojinete y la mitad superior del anillo del cojinete, coloque los calces y los cables en la junta horizontal del anillo del cojinete y el alambre en la parte superior de la bola del cojinete como se describe más arriba.

Monte y emperne los pernos de la mitad superior del anillo del cojinete. Retire la mitad superior del anillo del cojinete. Mida el espesor del alambre de la bola del cojinete comparándolo con el espesor del alambre de la junta, para verificar el ajuste, como se explicó más arriba.

7. Vuelva a montar el cojinete y el anillo del cojinete (sin calce ni alambre).

Monte y oprima los pernos de la tapa del cojinete. Retire la tapa del cojinete. Mida el espesor del alambre del anillo del cojinete comparándolo con el espesor del alambre de la junta de la tapa para verificar el ajuste de grapa, como se explica anteriormente. El ajuste de grapa debe ser de entre 0.001 y 0.005 de pulgada (0.025 – 0.127 mm).

Es muy importante seguir cuidadosamente los procedimientos con toda exactitud, porque las desviaciones menores pueden afectar las lecturas finales en forma considerable.

Si el resultado del ajuste de grapa es inferior al requerido, póngase en contacto con la fábrica.

II. COJINETE CON AISLAMIENTO

El cojinete con aislamiento consiste de una caja exterior para el asiento de bola (8 y 13, figura 8), calces aislantes (9 y 12), y una caja interior (10 y 11). La caja exterior se sujeta por el soporte del cojinete y apretada por el ajuste de grapa del asiento de bola correspondiente en la tapa del soporte del cojinete. Las dos mitades de la caja (8 y 13) también se sujetan con pernos y espigas.

Con los calces de aislamiento (9 y 12) en su lugar, la caja interior (10 y 11) se sujeta a la caja exterior (8 y 13) con pernos con aislante (5).

Todas las partes están divididas horizontalmente para facilitar el montaje y el desmontaje.

III. INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO

Los cojinetes se deberán inspeccionar en el periodo regular de inspección. Verifique el revestimiento del montaje en caso que tuviera tierras eléctricas. El aislamiento debe tener una resistencia mínima de 100,000 ohmios [100 kΩ] (medido con una megóhmetro de 500 voltios) entre el anillo interior y el exterior.

Note que el anillo interior y el exterior no se deben desmontar ya son fabricados como un ensamble. Si se requiriera limpiar las piezas del aislamiento del perno para obtener buenas lecturas del megóhmetro, sólo se deberá retirar un perno a la vez.

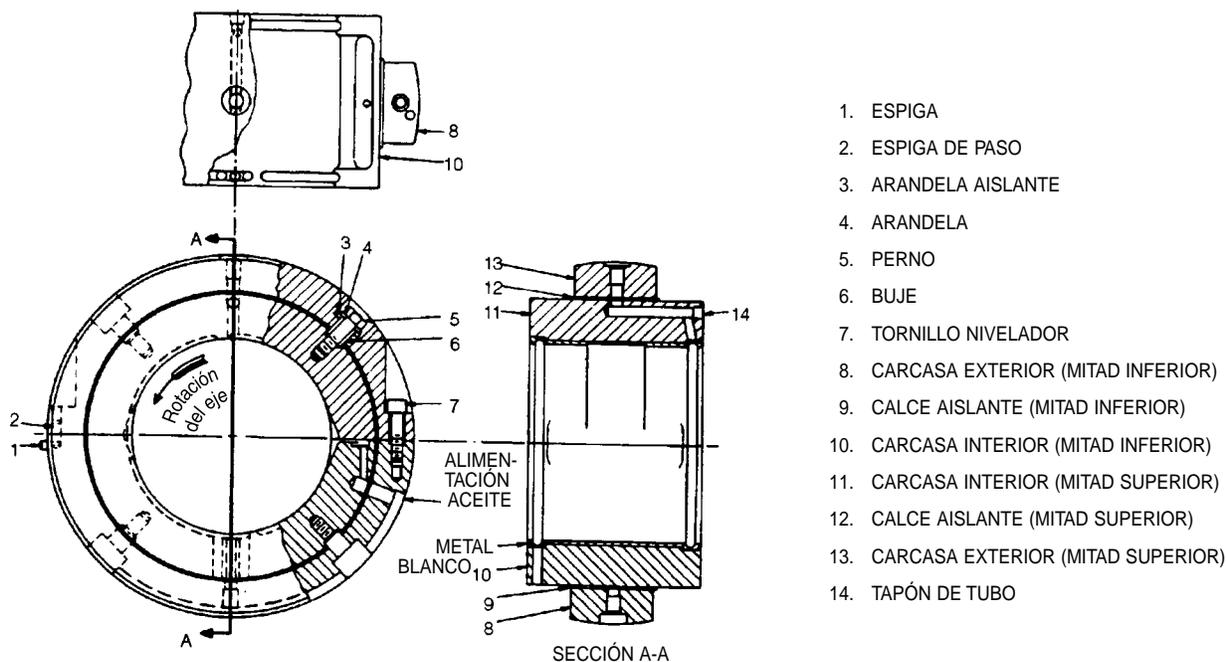


Figura 8. Cojinete del eje



GE Power Systems

General Electric Company
 One River Road, Schenectady, NY 12345
 518 • 385 • 2211 TX: 145354



Montaje, Instalación y Mantenimiento de los Cojinetes del 7FH2

I. INSTALACION DE LOS COJINETES EN LOS ESCUDOS TERMINALES

Para el montaje de los componentes véase la Figura 1.

El cojinete no debe descansar o apoyarse sobre su superficie exterior en ningún momento, durante la manipulación del mismo.

- A. Quitar los tornillos de unión del cojinete y separar cuidadosamente las mitades para evitar que se produzcan daños en las superficies de unión y en las fijas. En la junta de unión se han dispuesto unas ranuras para apalancar con el fin de facilitar esta operación.
- B. Desenganchar los muelles circulares de los retenes de latón y retirar los anillos de los retenes.
- C. Levantar el semi-cojinete inferior utilizando los agujeros roscados situados en el diámetro exterior en la posición de las 6,00 horas (a 90 grados de la junta de unión horizontal). Colocarlo encima del eje cerciorándose de que el lado exterior (donde van las conexiones eléctricas de espigas múltiples) mira en la dirección correcta. Posicionar el semi-cojinete axialmente para cerciorarse de que no va a rodar entre los dos pasadores guía de 3/4 pulg. de diámetro en el interior del escudo terminal, y para tener la seguridad de que el pasador que impide el giro quedará encajado en la ranura de la junta de unión horizontal del escudo terminal.
- D. Rodar a su posición el semi-cojinete inferior. Comprobar que el orificio de entrada de aceite del escudo terminal queda alineado con la ranura de entrada de aceite del cojinete. En el cojinete aislado (extremo del colector), comprobar que los pasadores guía del escudo terminal quedan alineados con los bloques aislantes situados en las caras interior y exterior del semi-cojinete.
- E. Desenganchar los muelles periféricos de los anillos del retén y rodar los semi-anillos de retén inferiores hasta la mitad inferior del alojamiento de cojinete, estando colocados en su sitio los muelles abiertos. Comprobar que los pasadores que impiden el giro del anillo del retén están posicionados correctamente en la ranura para el pasador.
- F. Conectar los conectores de espigas múltiples de los dispositivos sensores de la temperatura del metal del cojinete. En el cojinete del extremo del colector, conectar el cable de prueba de aislamiento al cojinete en el agujero roscado nº 10 de la cara interior del cojinete. Para las unidades que están provistas de un sistema de elevación hidrostático, conectar los tubos flexibles de suministro de aceite a alta presión del escudo terminal a la conexión rápida de la cara exterior del cojinete, empujando hacia dentro los manguitos de acoplamiento e insertando los racores compañeros.
- G. Descender a su sitio el eje. Según se va acercando el eje a su asiento, comprobar que las zapatas de la mitad inferior están libres y asientan debidamente.

Estas instrucciones no pretenden cubrir todos los detalles o variaciones de los equipos ni ofrecer soluciones para cualquier posible contingencia en relación con la instalación, operación o mantenimiento. Si desea más información o de surgir problemas particulares que no estén suficientemente cubiertos, de acuerdo con las necesidades del comprador, el asunto en cuestión deberá ser tratado con GE Company.

- H. Las zapatas del cojinete son autoalineantes respecto al eje. Durante el montaje final en fábrica se comprueba que el error de alineación entre los ejes geométricos del cojinete y del eje están dentro de las posibilidades de autoalineación de las zapatas; para esta situación no hay ninguna regulación puesto que depende de la posición relativa de los ejes geométricos del escudo terminal.

Como referencia, el error de alineación máximo admisible tanto en dirección de torsión como de inclinación, en toda la longitud axial del conjunto del cojinete (13.25 pulg.) es de 0.025 pulg. Pueden efectuarse mediciones introduciendo una galga de espesores entre el eje y los labios de las ranuras del anillo de retén en los extremos del alojamiento del cojinete. Las mediciones de torsión pueden hacerse en las posiciones de las 3 y de las 9 horas, y las mediciones de inclinación se harán en las posiciones de las 6,00 y 12,00 horas, en el cojinete montado.

- J. Estirar y volver a enganchar entre sí los muelles circulares del retén. Cerciorarse de que los muelles circulares quedan correctamente asentados en las ranuras en la cara posterior de los retenes. Instalar la mitad superior de los anillos de retén debajo de los muelles.
- K. Montar la mitad superior del cojinete encima de la mitad inferior. Es preciso proceder con cuidado para tener la seguridad de que el alojamiento de la mitad superior ajusta correctamente con los anillos de retén, con el fin de evitar pillar o inmovilizar los anillos de retén. Comprobar también que las zapatas de la mitad superior quedan posicionadas correctamente y libres. Introducir y apretar los bulones de la junta de unión. Llevar a cabo una comprobación final de los anillos de retén para tener la certeza de que están libres.
- L. La interferencia admisible entre el diámetro interior del escudo terminal y el diámetro exterior del cojinete está entre 0.000 pulg. mínimo y 0.002 pulg. máximo.

II. DESMONTAJE DEL ESCUDO TERMINAL.

Antes de desmontar el conjunto del cojinete es necesario desmontar la tapa del cojinete y el deflector de aceite exterior inferior.

- A. Desconectar los conectores de espigas múltiples, las tuberías de aceite de elevación de alta presión (si se utiliza) y el cable de comprobación del aislamiento del cojinete del extremo del colector, tal como se describe en el párrafo F de los "Procedimientos de instalación", anteriores.
- B. Aflojar 1-2 vueltas los cuatro bulones de la junta de unión horizontal. Roscar la argolla o argollas de elevación en el alojamiento de la mitad superior. Mientras se aplica tensión por medio de una eslinga de elevación colocada a través de la argolla o argollas, utilizar las ranuras de apalancado en la junta de unión horizontal para separar la mitad superior de la mitad inferior del cojinete. Aflojar por igual los tornillos de la junta de unión mientras se va levantando la mitad superior para dejarla libre manteniendo la alineación y protegiendo los anillos de retén y las fijas de la junta de unión horizontal para impedir que sufran daño.
- C. Desenganchar los muelles periféricos de los anillos de retén y retirar los anillos de retén de la mitad superior. Sacar fuera, rodando, los semi-anillos de retén inferiores y los muelles periféricos.
- D. Levantar la muñequilla separándola del semi-cojinete inferior. Roscar una argolla de elevación en uno de los agujeros roscados de la junta de unión horizontal y utilizar una eslinga para comenzar a sacar el semi-cojinete rodándolo. Para facilitar este proceso se puede introducir también parcialmente una palanqueta en los orificios de entrada de aceite situados en el fondo de la ranura de alimentación de aceite. Después de haber rodado el semi-cojinete 90°, quitar la argolla de la junta de unión horizontal y roscar unas argollas de elevación en los agujeros roscados situados en el fondo del alojamiento de la mitad inferior, por el diámetro exterior. Acabar de rodar fuera el semi-cojinete inferior.

III. MONTAJE/DESMONTAJE DEL COJINETE

Desmontar los anillos de retén del alojamiento tal como se describe en el párrafo B anterior, en "Procedimientos de instalación".

- A. Desmontar las zapatas del alojamiento de la mitad superior, desenroscando los anillos de retención en cada cara del alojamiento. Estos tornillos han sido recalcados ligeramente para mantenerlos en su sitio. Al soltar los tornillos de retención, quedarán libres las zapatas y los distanciadores de latón de los extremos. Desmontar cada zapata según se va soltando para evitar que sufra daños y arañazos. Las semi-zapatas superiores son intercambiables.
- B. Para las semi-zapatas inferiores es preciso desenroscar las clavijas de los conectores de espigas múltiples de la cara del alojamiento empujando los cables del dispositivo sensor de temperatura, expulsándolos de la parte posterior de la clavija, utilizando para ello una herramienta adecuada para la extracción de espigas. Es preciso identificar correctamente el emplazamiento de las espigas de cada cable antes de proceder a la desconexión.
- C. Para las unidades que *no estén equipadas* con el sistema de elevación por alta presión es necesario desenroscar los tornillos de retención de las zapatas y desmontar las zapatas y los distanciadores de los extremos igual que el semi-cojinete superior. Las semi-zapatas inferiores *no son* intercambiables.
- D. En las unidades equipadas con sistema de elevación por alta presión hay que desbloquear los conjuntos de elevación del semi-alojamiento inferior, aflojando los tornillos prisioneros radiales situados en el fondo de la garganta del anillo de retén en los acoplamientos rápidos. Estos tornillos prisioneros sujetan unos casquillos mediante los cuales van montados los acoplamientos. Se liberan las zapatas y a continuación se pueden retirar completamente una a una. Quitar el tornillo de retención de la zapata, primero del lado del cojinete opuesto al acoplamiento rápido y a continuación del lado del acoplamiento. Al llegar a este punto es importante soportar la zapata que ha quedado liberada con el fin de no someter a un esfuerzo excesivo el conjunto de elevación por alta presión que va unido. Bascular y sacar cada soporte con los distanciadores de los extremos sacándolos fuera del alojamiento y retirándolos desde el lado del alojamiento correspondiente al acoplamiento. Mientras se hace esto hay que empujar cuidadosamente contra la cara exterior del casquillo del conjunto de elevación para tener la seguridad de que el conjunto se desprende junto con el soporte.
- E. Antes de proceder de nuevo al montaje hay que limpiar todas las piezas con disolvente y después se secan frotando o soplando. El procedimiento de montaje es esencialmente a la inversa que el desmontaje.

IV. INSPECCION Y MANTENIMIENTO

- A. Substituir una zapata si la superficie de metal anti-fricción está estriada o muy arañada.
- B. Substituir una zapata si las superficies de entrada o salida de la misma presentan señales de desgaste.
- C. Los bordes de entrada de las zapatas deben presentar un radio uniforme de 0.31" en toda la longitud axial de la zapata. En caso necesario limar este radio para obtener la dimensión correcta.
- D. Las superficies de metal anti-fricción que presenten ligeros arañazos no requieren necesariamente su sustitución. Si no se observa un desgaste importante bastará con rasquetear ligeramente con una rasqueta bien afilada de borde recto para eliminar cualquier material que haya quedado levantado debido al arañazo.
- E. Comprobar las superficies de articulación de las zapatas y del alojamiento por si presentan arañazos, estrías u otras señales de desgaste. Pulir con scotchbrite fino si es necesario.
- F. Comprobar el diámetro interior del anillo del retén y las superficies por si presentan bordes marcados,

arañazos profundos o estrías. En caso necesario pulir con scotchbrite fino. Esmerilar o lapear las superficies de la junta de unión si presentan rebabas o bordes levantados. Substituir el anillo del retén si la holgura diametral entre la muñequilla y el diámetro interior del anillo es superior a 0.020 pulg. en cualquier punto.

- G. Comprobar el elemento de latiguillo flexible del conjunto de elevación de alta presión por si presenta señales de daño. Si se observan daños, substituir todo el conjunto de elevación de alta presión.
- H. Es necesario calcular la holgura del cojinete utilizando los resultados de las siguientes verificaciones de componentes:
 - 1. Montar el alojamiento de cojinete estando desmontadas las zapatas y atornillado entre sí con los bulones de unión. Utilizando un micrómetro de interiores, medir y anotar la distancia entre las parejas opuestas de los apoyos de articulación esféricos. Para ello es necesario cerciorarse de que el micrómetro está posicionado en el centro de cada apoyo de articulación al efectuar la medida. Cada medida deber ser de 20.000" - 20.001".
 - 2. Medir y anotar la altura de cada una de las cuatro zapatas. Montar sucesivamente cada zapata sobre la muñequilla del rotor (o sobre un mandril que tenga un diámetro igual o inferior a 16.000"), con la cara de metal anti-fricción hacia abajo, y situar la articulación de la zapata debajo de un reloj comparador. Hay que cerciorarse de que las lecturas se toman en el punto más alto de la articulación esférica. A continuación se utilizarán unos bloques patrón para determinar la altura de la zapata. Para una muñequilla de 16.000" diámetro, esta altura debe ser de 1.9875" - 1.9880" (la altura de la zapata será mayor si se ha reducido el diámetro de la muñequilla).
 - 3. Medir y anotar el diámetro de la muñequilla.
 - 4. Restar dos alturas de zapata que se hayan anotado de la medida tomada a través de los apoyos de articulación en el alojamiento donde se montan las zapatas. Repetir este cálculo para las otras dos zapatas y sus apoyos de articulación. Restar el diámetro del eje de cada uno de estos resultados para obtener la holgura diametral del cojinete en cada una de las dos direcciones ortogonales. Cada resultado debe estar dentro de 0.023"-0.026" para un cojinete nuevo, si todos los componentes están dentro de las dimensiones de diseño. Substituir las zapatas que tengan menor altura si la holgura diametral es superior a 0.035". Si la holgura medida es inferior a 0.023", pida instrucciones a Ingeniería de Generadores.

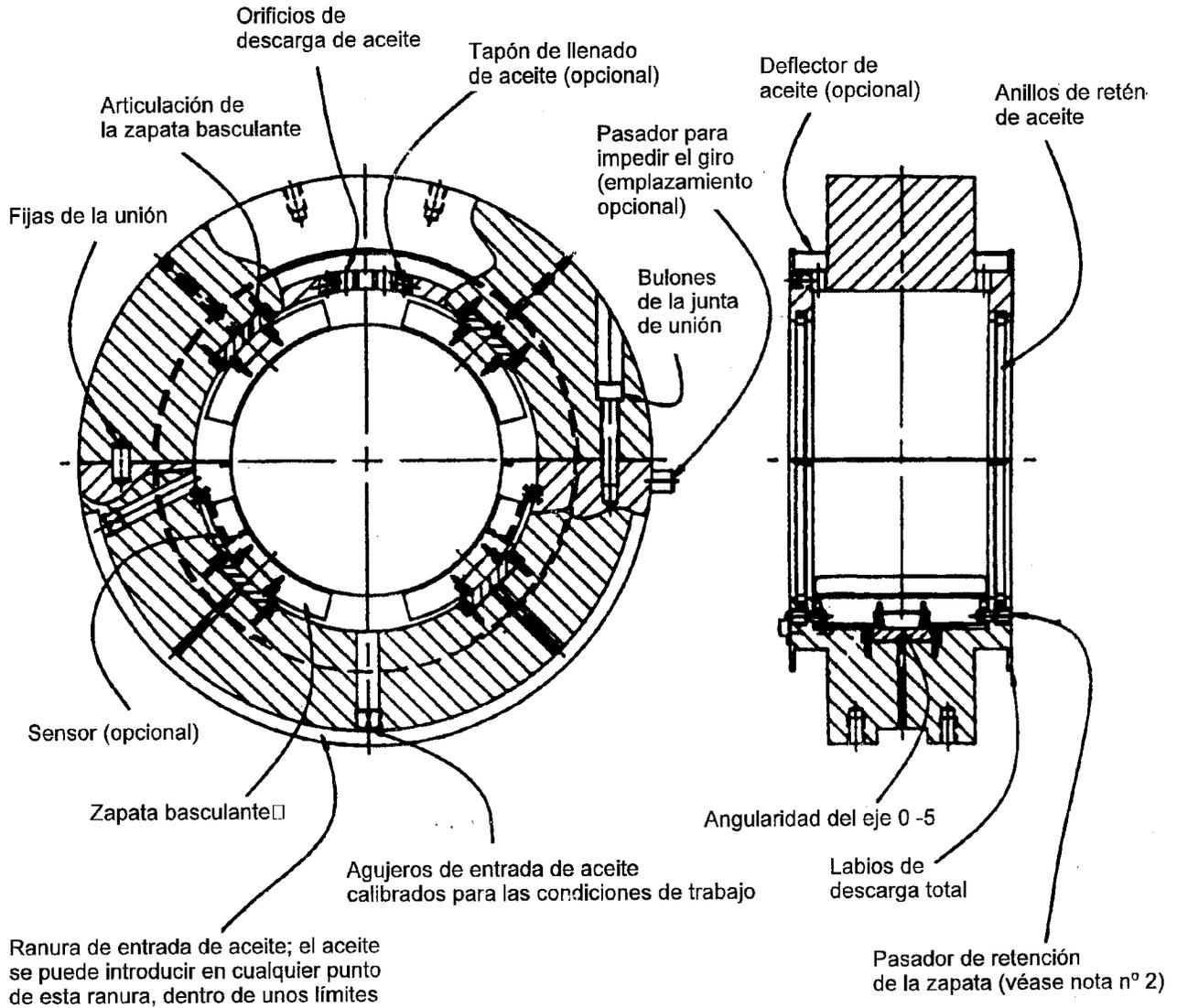
V. FUNCIONAMIENTO

- A. Los cojinetes pueden trabajar en ambos sentidos de giro.
- B. Los cojinetes están equipados con tres orificios de 0.4844" de diámetro, que permiten suministrar el caudal mínimo recomendado de aceite lubricante de 90 GPM, a una presión de entrada de 22 PSIG.
- C. La temperatura máxima prevista para el metal de los cojinetes, a 3600 RPM con el caudal nominal de aceite lubricante y la carga nominal es de aproximadamente 100 grados F por encima de la temperatura de entrada del aceite lubricante. Este valor puede presentar variaciones importantes en diferentes condiciones de trabajo. La alarma de temperatura alta del metal de los cojinetes puede fijarse en 125 grados F por encima de la temperatura de entrada del aceite lubricante *máxima prevista*, pero *nunca* debe ser superior a 265 grados F.
- D. La temperatura de salida prevista del aceite lubricante a 3600 RPM, con el caudal de aceite lubricante y la carga nominal es de aproximadamente 30 grados F por encima de la temperatura de entrada.
- E. Los cojinetes con sistema de elevación hidrostático deberán alimentarse con un mínimo de 3 GPM de aceite de elevación (1,5 GPM a cada una de las zapatas inferiores), con una presión punta (transitoria)

de 3500 PSIG.

- F. Debido al diseño interno de los cojinetes no es posible asegurar el humedecimiento completo de las superficies de la muñequilla y de las zapatas sin anegar la cavidad del cojinete. No obstante, se puede introducir aceite manualmente en el cojinete a través de dos orificios en la posición de las 12,00 horas, en la cara exterior del cojinete, con el fin de humedecer parcialmente la muñequilla para realizar el giro manual. Introducir *rápidamente* alrededor de una pinta de aceite limpio en cada uno de los agujeros de llenado.

ESQUEMA DE COJINETE



CONEXION DE ACEITE DE ALTA PRESION (NORMAL)

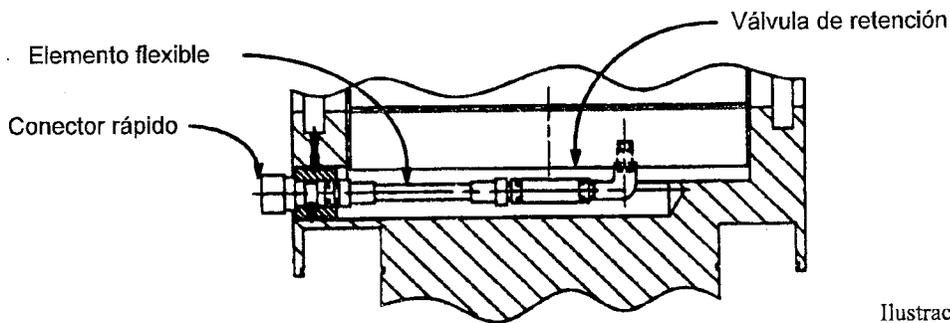


Ilustración:
Cortesía de Orion Corporation

FIGURA 1.



GE Industrial & Power Systems

***General Electric Company
One River Road, Schenectady, NY 12345
518 • 385 • 2211 TX: 145354***



AA

Recomendaciones sobre el Aceite Lubricante

I. RESPONSABILIDAD DEL OPERADOR

La temperatura y la presión del aceite a y desde los cojinetes debe estar dentro de los límites especificados.

Se mantendrá la pureza del aceite comprobando posibles fugas de agua, drenando los lodos y cumpliendo estrictamente las normas establecidas por el suministrador de aceite en cuanto a toma de muestras, purificación y sustitución del aceite.

II. RESPONSABILIDAD DEL SUMINISTRADOR DEL ACEITE

Está generalmente reconocido que el aceite lubricante de turbinas debe ser un derivado de petróleo libre de agua, sedimentos, ácidos inorgánicos y cualquier material que en el servicio especificado resulte perjudicial para el aceite o para el equipo, y no debe tener tendencia a la emulsificación permanente ni a una rápida oxidación con la formación de lodos.

La responsabilidad de suministrar un aceite adecuado para el sistema de lubricación es del suministrador del aceite y del operador de la turbina. Esta responsabilidad incluye las especificaciones para el lavado, purificación, inspección y tratamiento del aceite durante el funcionamiento y el mantenimiento para asegurar un rendimiento satisfactorio del equipo en servicio.

III. PREVENCION DE LA HERRUMBRE Y OXIDACION

En el funcionamiento normal de una turbina de vapor, especialmente durante los períodos de arranque y parada, puede entrar en el sistema de lubricación una cierta cantidad de agua y quedar atrapada en el aceite.

Para hacer frente a esta situación, es esencial que el aceite tenga una especial capacidad de humectación del metal, con el fin de recubrir los materiales ferrosos del sistema con una capa protectora de aceite. De otra forma, la humedad introducida puede entrar en contacto y depositarse sobre las partes de materiales ferrosos del sistema de aceite y empezar rápidamente la herrumbre.

Se recomienda que el aceite cumpla satisfactoriamente los Códigos de Pruebas para prevención de la herrumbre.

IV. SISTEMA DE PURIFICACION DEL ACEITE

En el servicio de lubricantes de turbina, el operador debe guiarse por las recomendaciones específicas del suministrador del que haya obtenido el aceite. Sin embargo, a menudo se busca la opinión del fabricante

Estas instrucciones no pretenden cubrir todos los detalles o variaciones de los equipos ni ofrecer soluciones para cualquier posible contingencia en relación con la instalación, operación o mantenimiento. Si desea más información o de surgir problemas particulares que no estén suficientemente cubiertos, de acuerdo con las necesidades del comprador, el asunto en cuestión deberá ser tratado con GE Company.

de la turbina y en este caso, se ofrecen los siguientes comentarios sobre el lavado con agua y los filtros de arcilla como guías generales.

Se recomienda que el sistema de purificación de aceite sea de un tipo tal que elimine toda el agua y otras materias extrañas.

V. LAVADO CON AGUA

Se suscribe el siguiente acuerdo tomado por la Sección 1 del Comité Técnico C, D-2 de ASTM en su reunión del 24 de junio de 1946:

"El comité ha hecho constar su oposición al lavado con agua de aceites que contengan inhibidores de la herrumbre y de la oxidación ya que la experiencia indica que tal práctica puede producir alguna reducción en el contenido del inhibidor. La única excepción a esta recomendación puede ser el caso de contaminación de los aceites de turbina inhibidos contra la herrumbre y contra la oxidación que contengan materiales corrosivos que sean solubles en el agua. El comité no encuentra objeción al lavado con agua de aceites de turbinas de tipo mineral, si tal práctica se desea para eliminar materiales de corrosión, productos del deterioro del aceite, o contaminantes potencialmente corrosivos. Se recomienda que, cuando se emplee el lavado con agua, el agua tenga un pH de 6,5-8, y una conductividad de 2-5 microohmios (2-5 μ ohmios)".

VI. FILTROS DE ARCILLA

Se suscribe el siguiente acuerdo tomado por la Sección 1 del Comité Técnico C, D-2 de ASTM en su reunión del 24 de junio de 1946:

"El comité ha hecho constar su oposición a la utilización de filtros de arcilla con aceites de turbina inhibidos contra la herrumbre y la oxidación ya que la experiencia indica que tales filtros eliminarán el inhibidor de herrumbre y algunos tipos de inhibidores de la oxidación de los aceites de turbina actuales inhibidos contra la herrumbre y la oxidación".

VII. DEFINICIONES Y PRUEBAS

A. VISCOSIDAD

La viscosidad o cuerpo de un aceite es la medida de su resistencia a fluir. Saybolt Universal Seconds (SUS) es el número de segundos necesario para que 60 ml de aceite fluyan a través del orificio de un viscosímetro Saybolt a una temperatura especificada.

CODIGO DE PRUEBAS ASTM-D-88

VIII. CARACTERISTICAS TIPICAS DEL ACEITE LUBRICANTE PARA GRUPOS DE TURBINAS

A. PROPIEDADES FISICAS DEL ACEITE

Viscosidad Saybolt @ 100°F (37,8°C).....	140-170 SUS
Viscosidad Saybolt @ 210°F (98,9°C).....	43-45 SUS
Punto mínimo de inflamación.....	330°F (165,6°C)
Valor máximo de neutralización.....	0,20 mg KOH/G
Prueba de prevención de la herrumbre.....	debe pasar
Prueba de oxidación.....	1000 horas

B. CONDICIONES OPERATIVAS

Viscosidad máxima antes del arranque.....	380 SUS
Temperatura mínima del aceite antes del arranque.....	70°F (21°C)
Temperatura de funcionamiento del aceite a la entrada del cojinete.....	120°F (48,9°C) (Ver Nota 3)
Temperatura satisfactoria del aceite a la salida del cojinete.....	140-160°F (60-71°C)

NOTA

1. Si hay instrucciones específicas para un determinado equipo éstas prevalecerán cuando difieran de lo expuesto en esta tabla.
2. En estas Características Típicas de Aceites para Grupos de Turbinas no se hace referencia al índice de emulsión en vapor ASTM puesto que estas recomendaciones son para aceites inhibidos.

La experiencia ha indicado que el índice de emulsión en vapor tiene muy poco o ningún valor cuando se usa en las pruebas de aceites de turbinas inhibidos.

Esto es coherente con el comentario en el anterior Método de ASTM D-157-36:

"Los resultados obtenidos con aceites de turbinas inhibidos contra la oxidación no pueden interpretarse del mismo modo que en la práctica con aceites no-inhibidos. Los índices de emulsión en vapor de tales aceites inhibidos no son reproducibles y la existencia de cualquier correlación con la emulsión en servicio se considera dudosa".

3. La temperatura de los enfriadores de aceite de cojinetes deberá mantenerse a 120°F (49°C).

Son admisibles desviaciones de este nivel de temperatura dentro de los rangos siguientes:

Enfriador de envolvente y tubos	110-130°F (43-54°C)
Enfriador de flujo por gravedad	115-120°F (46-49°C)

Los cojinetes se han diseñado para un aceite a temperatura de 120°F (49°C), por lo tanto es deseable mantener las temperaturas de entrada de aceite razonablemente próximas a 120°F (49°C).

C. EFECTO DE LA TEMPERATURA SOBRE LA VISCOSIDAD

La Figura 1 es una tabla de viscosidad-temperatura que muestra tres curvas de aceite. Aunque la viscosidad de cada aceite a 100°F (38°C) es completamente diferente, un pequeño cambio de temperatura producirá la misma viscosidad en los tres aceites. Para ilustrar esto, la viscosidad de los tres aceites es la misma cuando el N° 1 está a 100°F (38°C), el N° 2 a 126°F (52°C), y el N° 3 a 138°F (59°C). En otras palabras, el funcionamiento de los cojinetes o engranajes sería el mismo con cada uno de los tres aceites de utilizarse a las tres diferentes temperaturas indicadas. Un estudio de estas tres curvas nos convencerá de que el rango de temperatura de entrada debe mantenerse pequeño con el fin de mantener la viscosidad operativa deseada.

D. PUNTO DE INFLAMACION

El punto de inflamación de un aceite es la temperatura inferior en grados Fahrenheit a la cual se producen suficientes vapores para formar una mezcla inflamable con el aire que se inflamará instantáneamente cuando se le aplique una pequeña llama.

E. VALOR DE NEUTRALIZACION

El valor de neutralización es el peso en miligramos de hidróxido de potasio necesario para neutralizar un gramo de aceite y expresa la cantidad total de ácido mineral y de compuestos orgánicos que tienen características ácidas.

CODIGO DE PRUEBAS ASTM-D-974-55T-0.20 MAX

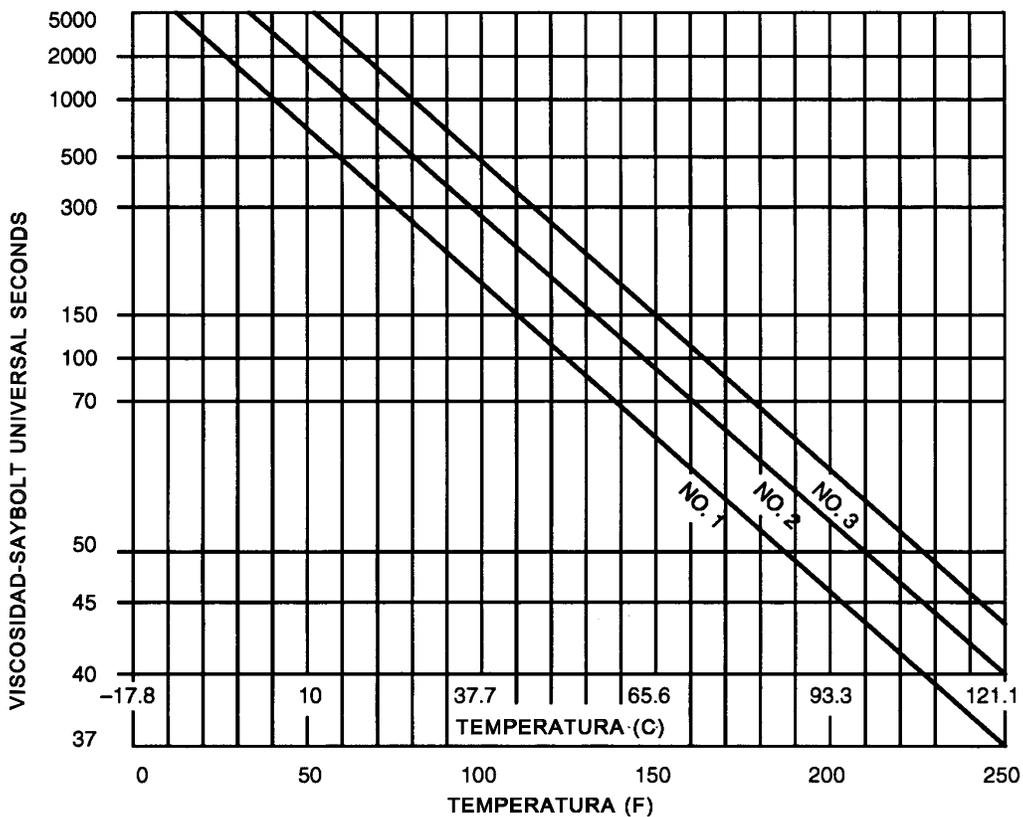
F. PREVENCION DE LA HERRUMBRE

Esta prueba permite determinar las características de prevención de la herrumbre del aceite en presencia de agua.

CODIGO DE PRUEBAS ASTMD665-47T

G. OXIDACION

Para determinar las características de oxidación del aceite, medir el tiempo en horas necesario para



acumular un valor de neutralización de 2,0 mg de KOH por gramo de aceite en una muestra de aceite sometida a la temperatura de 95°C en presencia de agua, oxígeno y un catalizador de hierro-cobre.

CODIGO DE PRUEBAS ASTM-D943-54

Figura 1. Tabla de Viscosidad-Temperatura



GE Drive Systems

*General Electric Company
1501 Roanoke Boulevard
Salem, Virginia 24153. EE.UU.
(703) 387-7000*

Tab 19

Sistema de Arranque

I. SISTEMA ESTÁTICO DE ARRANQUE DE LA TURBINA DE GAS

A. Requerimientos de Diseño y Función del Sistema

La energía para el arranque de la turbina del gas es proporcionada por el sistema estático de arranque. El sistema estático de arranque proporciona tensión, frecuencia y corriente variables al generador, de esta manera el generador sirve como el motor de arranque requerido para arrancar la turbina de gas. El sistema estático de arranque consta de los siguientes componentes principales:

1. Inversor Conmutado de Carga (LCI)
2. Transformador de Aislamiento
3. Interruptor Desconectador del LCI
4. Motor de Rodamiento Lento (Virador)

El virador proporciona la energía necesaria para vencer la inercia y girar la turbina antes del arranque de la misma, y también para girar sus rotores después de apagar la turbina, para evitar la deformación de sus flechas.

El sistema del virador consiste en un motor de inducción, engranajes de reducción, un embrague SSS, un aislamiento eléctrico, y un acoplamiento flexible.

El virador vencerá la inercia de los rotores de la turbina y los hará girar de 5 a 7 RPM. En caso de un fallo de energía, el virador está equipado con una característica especial para la torsión manual del sistema de rotor.

El aceite de lubricación para los engranajes de reducción es autónomo. La lubricación del embrague SSS y las chumaceras de salida del rotor requiere el suministro continuo de aceite del sistema principal de lubricación.

El embrague SSS es un embrague positivo de rueda libre tipo dentado que es de auto-engranaje para vencer la inercia o de rueda libre cuando el sistema de ejes/ flechas de la turbina /generador excede la velocidad que maneja el virador.

El acoplamiento flexible aislado permite el desalineamiento angular y paralelo así como también permite la expansión axial de la flecha del generador.

Estas instrucciones no pretenden cubrir todos los detalles o variaciones del equipo, ni de proporcionar una solución a todos los posibles problemas que se pudieran encontrar durante la instalación, operación y mantenimiento. En caso de que fuera necesaria más información o se presentasen determinados problemas, que no se encuentren lo suficientemente cubiertos para los requerimientos del comprador, el asunto deberá consultarse directamente con GE Company

B. Operación

En una señal de arranque, las bombas de aceite de levantamiento arrancan para levantar el rotor inmóvil, por arriba de las superficies de rodamiento. El sistema de aceite de levantamiento debe estar operando antes de energizar el virador. Esto reduce significativamente la cantidad de torsión requerida para vencer la inercia de la máquina y minimiza el daño de las chumaceras durante el arranque. La fricción de arranque del sistema del rotor se vence energizando el motor de inducción del virador. Un reductor doble de tornillo sin fin se suministra con un eje hueco donde se ensambla el embrague SSS. El engranaje automático del embrague SSS proporciona la energía de transmisión directa al sistema del rotor. El virador girará el sistema del rotor de 5 a 7 RPM. Cuando el arrancador estático inicie la secuencia de arranque y acelere al rotor, el embrague SSS desembragará automáticamente el virador del rotor de la turbina.

El arrancador estático iniciará la operación en el modo " pulsado ", cambiando al modo de " carga conmutada " cuanto antes. El arrancador estático suministrará la energía variable del estator (Armadura) a la frecuencia requerida por el generador para operar como un motor sincrónico y para accionar la turbina de gas. El arrancador estático controlará el sistema de excitación durante el arranque estático para regular la corriente de campo (rotor) conforme a lo requerido para mantener el flujo y la tensión del generador. El sistema de arranque estático opera para acelerar la turbina del 25 al 30 por ciento de la velocidad nominal, para purgar el sistema por varios minutos. Al final del período de purga el LCI quita la energía del generador permitiendo que la unidad gire por inercia hasta aproximadamente el 15% de la velocidad nominal, para que la turbina sea encendida y después acelerada a una velocidad de auto sostenimiento de alrededor del 90%. Las corrientes estáticas del arrancador serán reducidas conforme a lo requerido hasta que ya no se necesiten los medios de arranque. Después de que se logre la velocidad de auto sostenimiento, el sistema de control cargará y sincronizará el generador de la turbina de gas. La operación de los interruptores de desconexión del estator y del neutro a tierra son controlados automáticamente durante el proceso de arranque.

Cuando se apaga la turbina, y se desacelera hasta por debajo de la velocidad del virador (5 a 7 rpm), el embrague SSS engancha si el virador se energiza, para proporcionar el giro lento para enfriamiento lento del rotor. Este enfriamiento continúa hasta que las temperaturas apropiadas en el espacio del rodete de la turbina de gas bajan hasta la temperatura ambiente.

En caso de una interrupción de energía cuando se requiere dar vuelta al rotor, se proporciona un ensamble para dar vuelta manualmente al rotor. Esta característica de dar vuelta manualmente también se puede utilizar para la inspección con el instrumento de inspección visual (boroscopio) en los orificios de la turbina de gas.

El sistema del virador está dimensionado para vencer la inercia del sistema de ejes con el sistema de aceite de elevación operando tanto con la turbina de gas como con el generador para el giro manual y de motor del tren de rotores.

C. Precauciones de Operación

*** * * ADVERTENCIA * * ***

Este equipo contiene un peligro potencial de descarga eléctrica o quemaduras. Solamente el personal que está entrenado adecuadamente y está familiarizado totalmente con el equipo y con las instrucciones debe instalar, operar, y/o mantener este equipo.

El aislamiento del equipo de prueba con respecto al equipo bajo prueba presenta peligros eléctricos potenciales. Si el equipo de prueba no puede ser aterrizado al equipo bajo prueba, el alojamiento del equipo de prueba debe ser protegido para evitar el contacto con el personal.

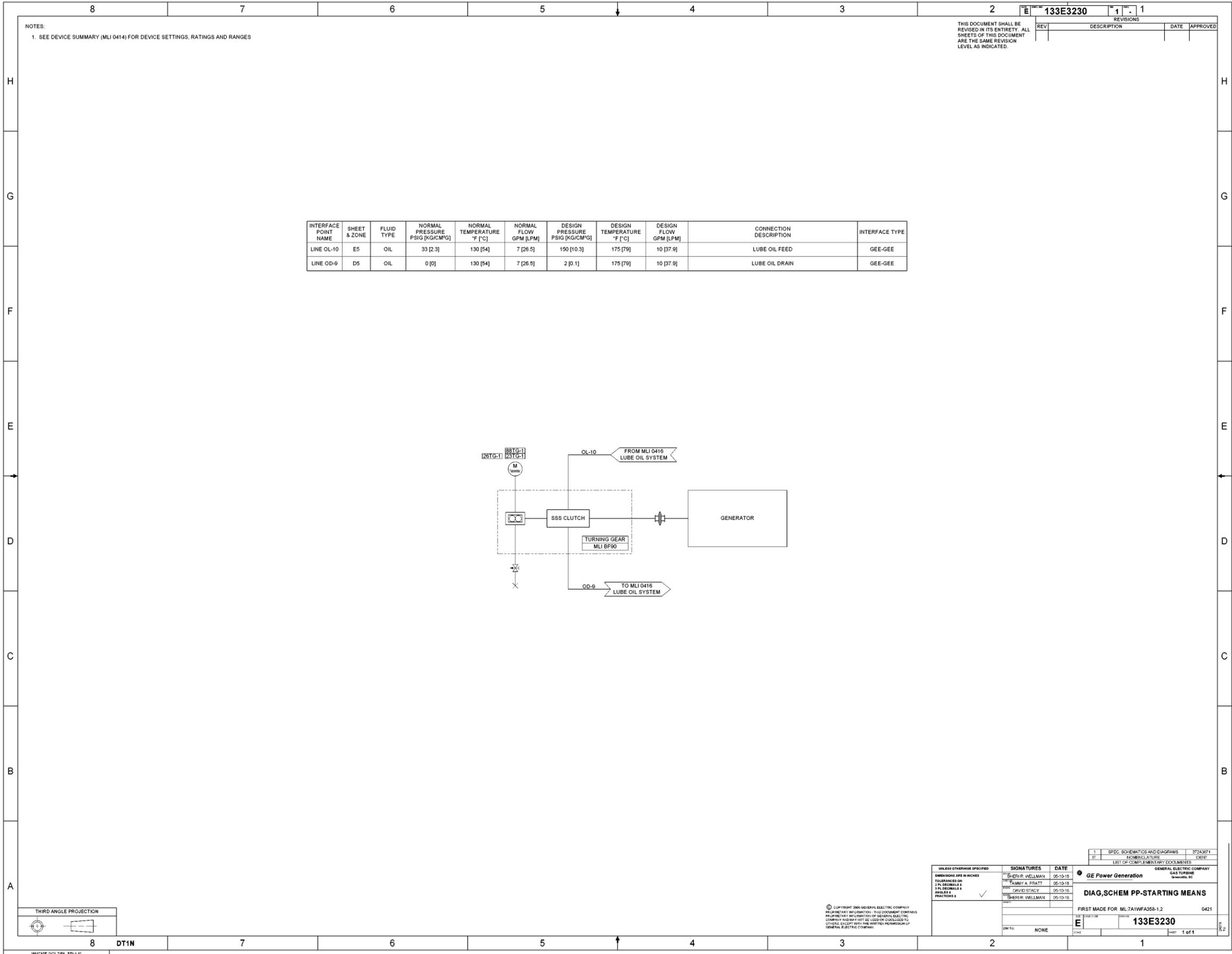
Para minimizar el peligro de choque eléctrico o quemaduras, se deben seguir estrictamente las prácticas y procedimientos aprobados para el aterrizaje.

HOJA DEJADA INTENCIONALMENTE EN BLANCO



GE Power Systems

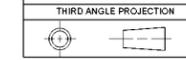
General Electric Company
One River Road, Schenectady, NY 12345
518 385 2211 TX: 145354



NOTES:
1. SEE DEVICE SUMMARY (MLI 0414) FOR DEVICE SETTINGS, RATINGS AND RANGES

REVISIONS			
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
1			

133E3230 1



THIRD ANGLE PROJECTION

© COPYRIGHT 2005 GENERAL ELECTRIC COMPANY
PROPRIETARY INFORMATION. THIS DOCUMENT CONTAINS
PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC
COMPANY. REPRODUCTION OR DISSEMINATION OF THIS
DOCUMENT WITHOUT THE WRITTEN PERMISSION OF
GENERAL ELECTRIC COMPANY.

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED		SIGNATURES		DATE
DIMENSIONS ARE IN INCHES	1/16"	BY: SHERI R. WELLMAN	DATE: 05-10-15	
TOLERANCES ON 2 PL. DECIMALS ±	±0.005	BY: TAMMY A. PRATT	DATE: 05-10-15	
ON 3 PL. DECIMALS ±	±0.0005	BY: DAVID STACY	DATE: 05-10-15	
ON FRACTIONS ±	±1/16"	BY: SHERI R. WELLMAN	DATE: 05-10-15	

GE Power Generation
GENERAL ELECTRIC COMPANY
GAS TURBINE
Greenville, SC

DIAG. SCHEM PP-STARTING MEANS

FIRST MADE FOR ML7A1WF3SS-1.2 0421

SCALE: NONE

133E3230

1 of 1

Tab 20

REVISIONS			
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
A	UPDATED REVISION STATUS BLOCK DRAWING UPDATED AS PER DCI06002408.	06-04-06	DP2/GR6
B	REVISED THE NOTES AND UPDATED REVISION STATUS BLOCK DRAWING UPDATED AS PER DCI06012523	06-05-10	DP2/GR6
C	UPDATED REVISION STATUS BLOCK DRAWING UPDATED AS PER DCI06022293.	06-08-17	RP8/GR6

TABLE OF CONTENTS (TOTAL SHEETS INCL THIS SHEET: = 8)

- | | |
|---|---------|
| 1) GENERATOR CONTROL & UNIT PROTECTION LAYOUT | SHEET 2 |
| 2) PLANT STATIC START (LS2100) CONFIGURATION | SHEET 3 |
| 3) RELAY / METER / CONTROLLER CONFIGURATION | SHEET 4 |
| 4) RELAY / METER / CONTROLLER CONFIGURATION-CONTD | SHEET 5 |
| 5) LOCKOUT / AUX RELAY OUTPUT CONTACT ASSIGNMENT | SHEET 6 |
| 6) MOTOR CONTROL CENTER (MCC) | SHEET 7 |
| 7) PANEL BOARDS AND MISC LOADS | SHEET 8 |

EQUIPMENT LOCATION KEY

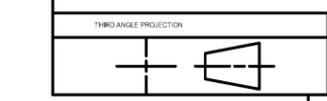
SYMBOLS	LOCATION
	PURCHASER'S EQUIPMENT
	GENERATOR PROTECTION PANEL (GPP)
	MOTOR CONTROL CENTER (MCC)
	GENERATOR TERMINAL ENCLOSURE (GTE)
	TURBINE CONTROL PANEL (TCP)
	LCI / EXCITATION COMPARTMENT
	GE EQUIPMENT SEPARATELY MOUNTED
	GENERATOR COMPARTMENT
	PACKAGE ELECTRICAL AND ELECTRONIC CONTROL CENTER (PEECC)
	TURBINE BASE
	COOLING WATER SYSTEM
	CO2 FIRE PROTECTION SKID
	LOAD SHAFT COMPARTMENT
	EXCITER PANEL
	LOAD COMMUTATED INVERTER
	ISOLATION TRANSFORMER
	DC LINK REACTOR
	EXCITATION TRANSFORMER (PPT)
	ACCESSORY MODULE - LUBE OIL MODULE
	FIRE PROTECTION PANEL
	TURBINE AIR INLET COMPARTMENT
	ACCESSORY MODULE - GAS VALVE AREA
	HYDROGEN GAS DRYER
	WATER WASH SKID
	GAS AUXILIARY MONITORING PANEL (GAMP)
	AIR PROCESS SKID

NOMENCLATURE & DESCRIPTION

NOMENCLATURE	DESCRIPTION	RELAY
21	PHASE DISTANCE	G60
24	VOLTS PER HERTZ	G60,T60
32	SENSITIVE DIRECTIONAL POWER	G60
40	LOSS OF EXCITATION	G60
46	GENERATOR UNBALANCE (NEG SEQUENCE)	G60
78	OUT OF STEP (LOSS OF SYNCH)	G60
81	FREQUENCY	G60
27P	PHASE UNDERVOLTAGE	G60
27TN	3RD HARMONIC NEUTRAL UNDERVOLTAGE (GND PROTECTION)	G60
50/27	INADVERTENT ENERGIZATION	C60
50/51	PHASE OVERCURRENT	T60
50/51(AT4)	AUX BUS OVERCURRENT RELAY	C60
50/62BF	BREAKER FAILURE WITH TIMER	C60
50BF	BREAKER FAILURE (FOR RETRIP)	C60
51PV	PHASE TIME OVERCURRENT, VOLTAGE RESTRAINED	G60
51TN	GENERATOR XFMR NEUTRAL OVERCURRENT RELAY	T60
52SS	STATIC START SUPPLY BREAKER	MISC
59N	OVERVOLTAGE, NEUTRAL (GND PROTECTION)	G60
59P	PHASE OVERVOLTAGE	G60
63PT	TRANSFORMER FAULT PRESSURE SWITCH RELAY	MISC
63PTX	AUX. CONTACT TO LATCH CLOSE ON 63PT INPUT	T60
86BF	BREAKER FAILURE LOCKOUT RELAY	MISC
86G-1A	GENERATOR LOCKOUT RELAY	MISC
86G-2A	GENERATOR LOCKOUT RELAY	MISC
86IE	INADVERTENT ENERGIZATION LOCKOUT RELAY	MISC
86U	UNIT DIFFERENTIAL LOCKOUT RELAY	MISC
87S	STATOR DIFFERENTIAL	G60
87U	UNIT DIFFERENTIAL	T60
89ND	NEUTRAL GROUND DISCONNECT SWITCH	MISC
89SS	STATIC START DISCONNECT SWITCH	MISC
96GG	Transducer = WATTS / VARS	Nexus
96GW	Transducer = WATTS	Moore
VTF	VOLTAGE TRANSFORMER FUSE FAILURE	G60,C60
26Q	TRANSFORMER OIL TEMPERATURE ALARM	MISC
71Q	TRANSFORMER LIQUID LEVEL GAGE	MISC
63PR	TRANSFORMER OIL PRESSURE RELIEF	MISC
49T	TRANSFORMER WINDING TEMPERATURE ALARM	MISC
63V	TRANSFORMER VACUUM ALARM	MISC

LEGEND

HMI	TURBINE CONTROL SYSTEM HUMAN MACHINE INTERFACE	G60	GENERATOR MANAGEMENT RELAY
GSU	GENERATOR STEP-UP TRANSFORMER	T60	TRANSFORMER MANAGEMENT RELAY
IBF	INITIATE BREAKER FAILURE	C60	BREAKER MANAGEMENT RELAY
TS	TEST SWITCH	GEN DMM	GENERATOR DIGITAL MULTIMETER
LA	LIGHTNING ARRESTER	BUS DMM	BUS DIGITAL MULTIMETER
SR	CUSTOMER SPARE		
	TERMINATION POINT		



NOTES:

POWER CABLES: ALL POWER CABLES FROM CUSTOMER EQUIPMENT TO GE EQUIPMENT AND BETWEEN GE PROVIDED EQUIPMENT IS BY CUSTOMER UNLESS SPECIFICALLY MARKED AS GE.

CT POLARITY & GROUNDING: CURRENT TRANSFORMER CONNECTION TO THE RELAYS DO NOT INDICATE THEIR POLARITY OR GROUNDING DETAILS.

52G & 52L STATUS AUX CONTACTS: GENERATOR PROTECTION REQUIRES (3) NORMALLY OPEN AND (3) NORMALLY CLOSED CONTACTS FOR 52G & 52L STATUS.

LOCKOUT RELAY:
ALL LOCKOUT RELAY (86) FUSES ARE MONITORED BY ALARM TO TURBINE CONTROL PANEL. THE 125VDC GENERATOR PANEL POWER SUPPLY IS MONITORED BY ALARM IN THE TURBINE CONTROL PANEL. ON ALL 7 DECK LOCKOUT RELAYS 1 DECK WILL BE WIRED AS SPARE FOR CUSTOMER USE. ON ALL 10 DECK LOCKOUT RELAYS 2 DECKS WILL BE WIRED AS SPARE FOR CUSTOMER USE. TRANSFORMER AND BREAKER FAILURE LOCKOUT RELAYS ARE 10 DECK. ALL OTHER LOCKOUT RELAYS ARE 7 DECK. ALL LOCKOUT RELAYS SHOWN ON THE ONELINE ARE LOCATED PHYSICALLY IN THE GENERATOR PROTECTION PANEL UNLESS THEY SHOWN TO BE LOCATED ELSEWHERE.

RELAY SETTINGS AND CONFIGURATION: TYPICALLY, GE SETS THE GENERATOR PROTECTION RELAY ONLY. THE TRANSFORMER PROTECTION AND BUS PROTECTION RELAY ARE NOT SET BY GE. ALL THE RELAYS SHOULD BE CONFIGURED PER RELAY CONFIGURATIONS SHOWN IN THIS DRAWING, IRRESPECTIVE OF WHO SETS THE RELAYS.

27TN RELAY SETTING: THESE SETTINGS WILL NOT BE PROVIDED WITH THE INITIAL RELEASE OF THE RELAY SETTINGS DRAWING. THIS RELAY WILL BE SET ONLY AFTER THE MACHINE IS RUN AND 3RD HARMONIC VOLTAGE DATA IS AVAILABLE FROM SITE.

BREAKER FAILURE RETRIP RELAY CONFIGURATION: DO NOT CONFIGURE FUNCTION 50BF TO OUTPUT P1 ON THE C60 RELAY. DOING SO WILL RESULT IN A NUISANCE ALARM WHENEVER THE BREAKER TRIPS AND INITIATES A BREAKER FAILURE RETRIP.

GEN PROTECTION FAILURE IN GAS TURBINES: THE CRITICAL CONTACT OF THE G60 WILL INITIATE A NORMAL SHUTDOWN VIA TCP.

TEST SWITCHES: ALL TEST SWITCHES WIRED TO THE GENERATOR PROTECTION RELAYS ARE ALSO LOCATED WITH THEM IN THE GENERATOR PROTECTION PANEL.

MCC SHORT CIRCUIT REQUIREMENT: CUSTOMER'S SYSTEM SHOULD NOT EXCEED 65,000 AMPS RMS SYMMETRICAL SHORT CIRCUIT CURRENT AT THE MCC INCOMING TERMINALS. MOTOR AND HEATER RATINGS SHOWN IN THIS SKETCH WILL BE UPDATED TO ACTUAL RATINGS DURING REQUISITION.

INCOMING CABLE CONNECTION TO MCC: INCOMING CABLE TO MCC SHALL TERMINATE TO MCC INCOMING BREAKER. CABLE WILL NOT UTILIZE CABLE CONNECTOR FOR TERMINATION.

STATIC START CABLE CAPACITANCE: FOR PROPER OPERATION OF THE STATIC STARTER, THE MAXIMUM SINGLE PHASE CAPACITANCE TO GROUND SHOULD BE AS FOLLOWS :
 • ISOLATION TRANSFORMER TO STATIC STARTER SOURCE BRIDGE < 0.125 microFarads PER PHASE
 • DC LINK REACTOR CIRCUIT < 0.125 microFarads PER POLARITY
 • STATIC STARTER LOAD BRIDGE TO GENERATOR (S) < 0.125 microFarads PER PHASE
 IF THIS CAPACITANCE IS EXCEEDED AC LINK REACTOR MUST BE CONSIDERED

STATIC START CABLE INSULATION: FOR PROPER OPERATION OF THE STATIC STARTER. UNSHIELDED CABLES FOR THE STATIC START SYSTEM SHALL BE 5KV, 133% INSULATION. SHIELDED CABLES SHALL BE 15KV, 100% INSULATION

52SS CONTROL: AUTOMATIC CONTROL OF THE 52SS FEEDER BREAKER IS FROM THE STATIC STARTER. 52SS CAN BE CYCLED AFTER EACH STATIC START OR KEPT CLOSED FOR EXTENDED PERIOD OF TIME BY APPROPRIATE OPTION SELECTION AT THE TURBINE CONTROLLER HUMAN - MACHINE INTERFACE. 52SS CAN BE TRIPPED FROM ANY EXTERNAL LOCATION OF CUSTOMER'S CHOICE INDEPENDENT OF THE AUTOMATIC CONTROL IN STATIC STARTER. IT IS, HOWEVER, GE'S PRACTICE TO CLOSE 52SS ONLY FROM THE STATIC STARTER AS A PART OF STARTUP PROCESS AND NOT FROM ANY OTHER EXTERNAL LOCATION.

STATIC START PRE-TRIP: ANY DEVICE THAT TRIPS THE ISOLATION TRANSFORMER SUPPLY POWER (SUCH AS 86SS) WHILE THE STATIC STARTER IS OPERATING SHOULD BE GROUPEED IN TO THE PRE-TRIP NORMALLY CLOSED CONTACT STRING. THIS STRING SHOULD BE WIRED IN SERIES WITH THE 52SS STATUS CONTACT AND WIRED INTO THE STATIC START.

STARTING MULTIPLE TURBINES: UNDER NO CONDITION CAN TWO UNITS BE STARTED FROM THE SAME STATIC STARTER AT THE SAME TIME. THE STATIC START EQUIPMENT IS RATED TO SUPPORT UNLIMITED NUMBER OF SIMULTANEOUS STARTUPS. EXTERNAL ELECTRICAL INTERLOCKS SHOULD PREVENT MORE THAN ONE GENERATOR FROM GETTING CONNECTED TO THE STATIC STARTER.

STATIC START FEEDER PROTECTION: TYPICALLY, CUSTOMER IS EXPECTED TO PROTECT THE STATIC START FEEDER (52SS TO ISOLATION XFMR) FOR OVERCURRENT AND GROUND FAULT.

COOLING WATER: COOLING WATER MUST BE SUPPLIED TO THE STATIC STARTER HEAT EXCHANGER WHENEVER THE STATIC STARTER IS IN OPERATION

AUX BUS TRANSFORMER SIZING RECOMMENDATION: RECOMMENDED MINIMUM SHORT CIRCUIT AVAILABLE ON THE CUSTOMER'S AUXILIARY BUS IS 200MVA. REDUCED AMOUNTS OF BUS KVA WILL RESULT IN INCREASED LEVELS OF VOLTAGE AND CURRENT DISTORTION, REFERENCE IEEE 519 - HARMONIC CONTROL AND REACTIVE COMPENSATION OF STATIC POWER CONVERTERS FOR ADDITIONAL INFORMATION.

STATIC START CIRCUIT BREAKER / CABLE SIZING CRITERIA: THE STATIC START LOAD IMPOSED ON THE POWER SYSTEM IS 5450 KVA STEADY STATE AND 8000 KVA TRANSIENTLY FOR 2 MINUTES EACH START. THE STATIC START COMPONENTS ARE DESIGNED TO MEET THIS DUTY CYCLE WITHOUT RESTRICTION TO A NUMBER OF REPEATED BACK TO BACK STARTS. THE CIRCUIT BREAKER & CABLES THAT CONNECT THE STATIC STARTER TO THE POWER SOURCE SHOULD BE SIZED BASED ON THIS REQUIREMENT.

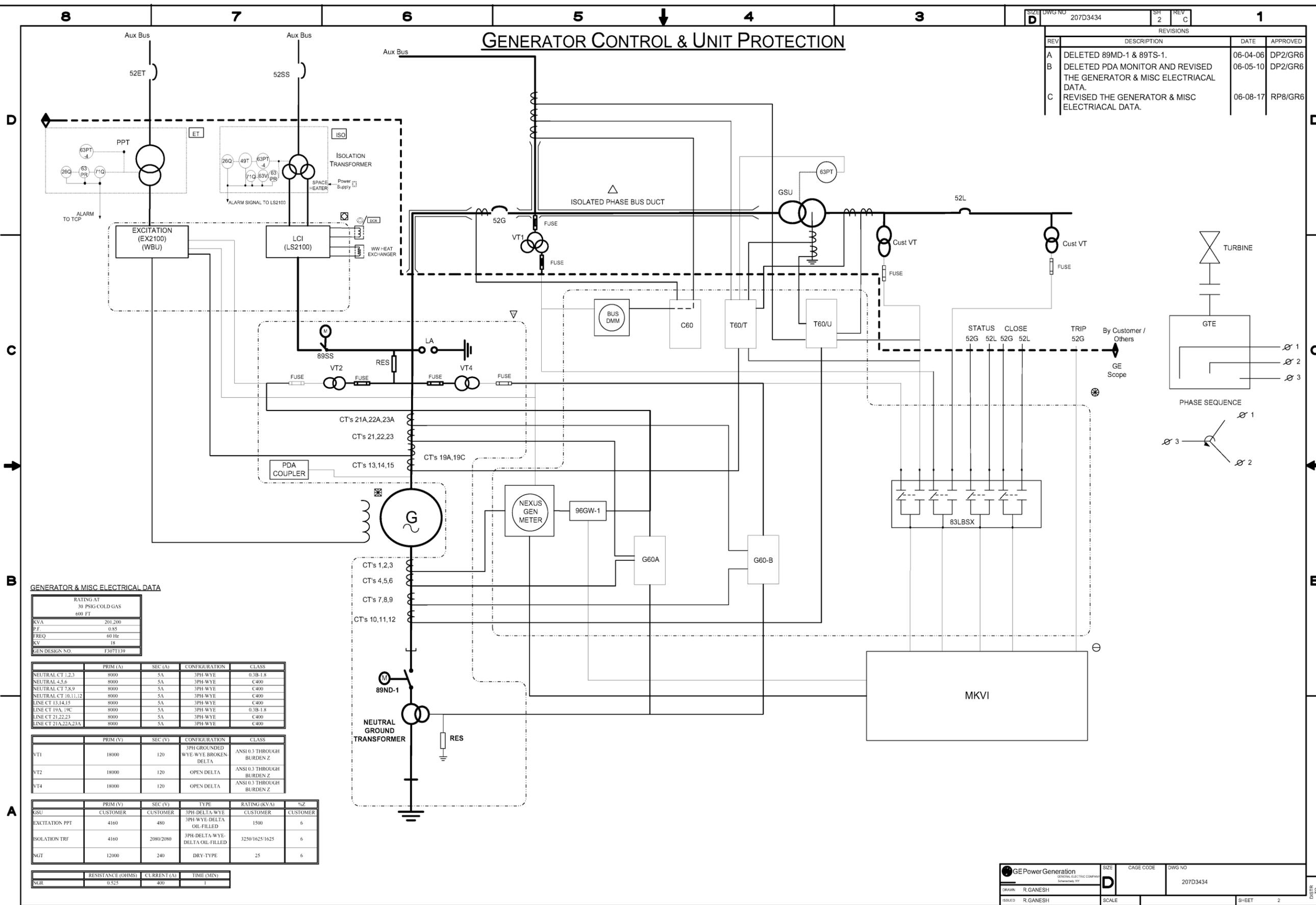
PIPING BETWEEN LS2100 AND WW HEAT EXCHANGER IS IN CUSTOMER SCOPE.

<table border="1"> <tr> <td>B</td><td>B</td><td>-</td><td>-</td><td>A</td><td>A</td><td>C</td><td>C</td><td>REV</td><td>REV STATUS OF SHEETS</td> </tr> <tr> <td>8</td><td>7</td><td>6</td><td>5</td><td>4</td><td>3</td><td>2</td><td>1</td><td>SH</td><td></td> </tr> </table>		B	B	-	-	A	A	C	C	REV	REV STATUS OF SHEETS	8	7	6	5	4	3	2	1	SH		UNLESS OTHERWISE SPECIFIED DIMENSIONS ARE IN INCHES TOLERANCES ON: 2 PL DECIMALS 3 PL DECIMALS ANGLES FRACTIONS		BOM ISSUED SIGNATURES DATE DRAWN: R.GANESH 05-11-03 CHECKED: DHIREN KUMAR 05-11-03 ENGRD: DHIREN KUMAR 05-11-03 ISSUED: R.GANESH 05-11-03			
B	B	-	-	A	A	C	C	REV	REV STATUS OF SHEETS																		
8	7	6	5	4	3	2	1	SH																			
APPLIED PRACTICES 3849200		ONE LINE DIAGRAM GAS TURBINE		0444		SIZE: D CAGE CODE: 207D3434 DWG NO: 207D3434		SHEET 1																			

© COPYRIGHT 2005 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY

GENERATOR CONTROL & UNIT PROTECTION

SIZE	DWG NO 207D3434	SH 2	REV C	1
REVISIONS				
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED	
A	DELETED 89MD-1 & 89TS-1.	06-04-06	DP2/GR6	
B	DELETED PDA MONITOR AND REVISED THE GENERATOR & MISC ELECTRICAL DATA.	06-05-10	DP2/GR6	
C	REVISED THE GENERATOR & MISC ELECTRICAL DATA.	06-08-17	RP8/GR6	



GENERATOR & MISC ELECTRICAL DATA

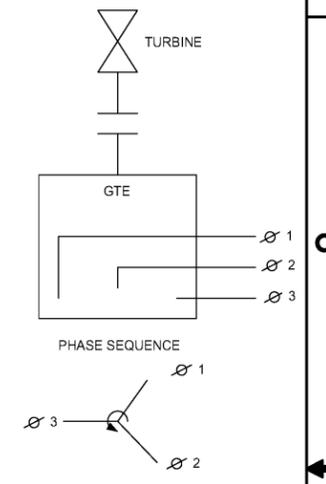
RATING AT 30 PSIG COLD GAS 600 FT	
KVA	201,200
P.F.	0.85
FREQ	60 Hz
KV	18
GEN DESIGN NO.	F307T139

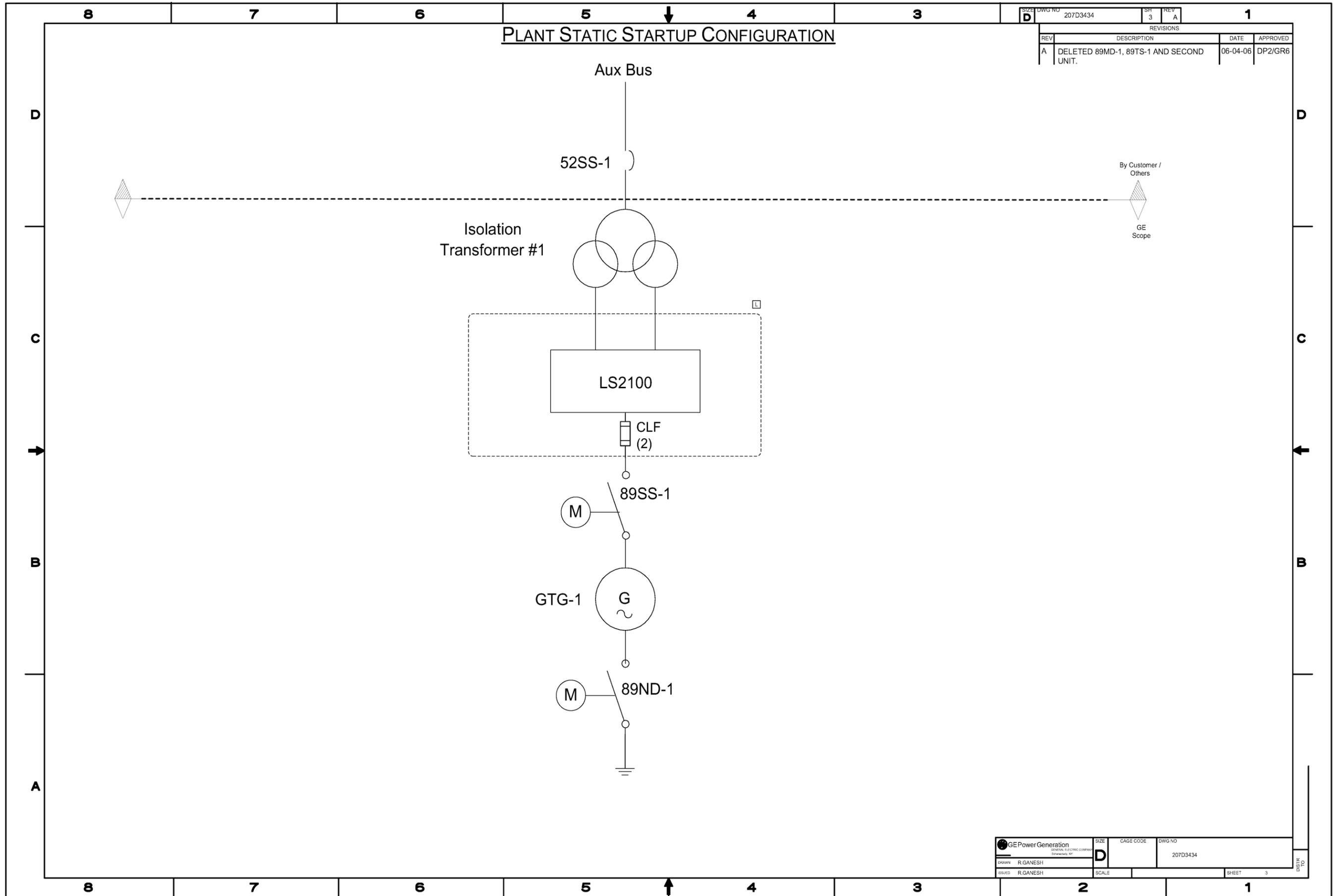
	PRIM (A)	SEC (A)	CONFIGURATION	CLASS
NEUTRAL CT 1,2,3	8000	5A	3PH-WYE	0.3B-1.8
NEUTRAL CT 4,5,6	8000	5A	3PH-WYE	C400
NEUTRAL CT 7,8,9	8000	5A	3PH-WYE	C400
NEUTRAL CT 10,11,12	8000	5A	3PH-WYE	C400
LINE CT 13,14,15	8000	5A	3PH-WYE	C400
LINE CT 19A, 19C	8000	5A	3PH-WYE	0.3B-1.8
LINE CT 21,22,23	8000	5A	3PH-WYE	C400
LINE CT 21A,22A,23A	8000	5A	3PH-WYE	C400

	PRIM (V)	SEC (V)	CONFIGURATION	CLASS
VT1	18000	120	3PH-GROUNDED WYE-WYE BROKEN DELTA	ANSI 0.3 THROUGH BURDEN Z
VT2	18000	120	OPEN DELTA	ANSI 0.3 THROUGH BURDEN Z
VT4	18000	120	OPEN DELTA	ANSI 0.3 THROUGH BURDEN Z

	PRIM (V)	SEC (V)	TYPE	RATING (KVA)	%Z
GSU	CUSTOMER	CUSTOMER	3PH-DELTA-WYE	CUSTOMER	CUSTOMER
EXCITATION PPT	4160	480	3PH-WYE-DELTA OIL-FILLED	1500	6
ISOLATION TRF	4160	2080/2080	3PH-DELTA-WYE-DELTA OIL-FILLED	3250/1625/1625	6
NGT	12000	240	DRY-TYPE	25	6

	RESISTANCE (OHMS)	CURRENT (A)	TIME (MIN)
NGR	0.525	400	1





PLANT STATIC STARTUP CONFIGURATION

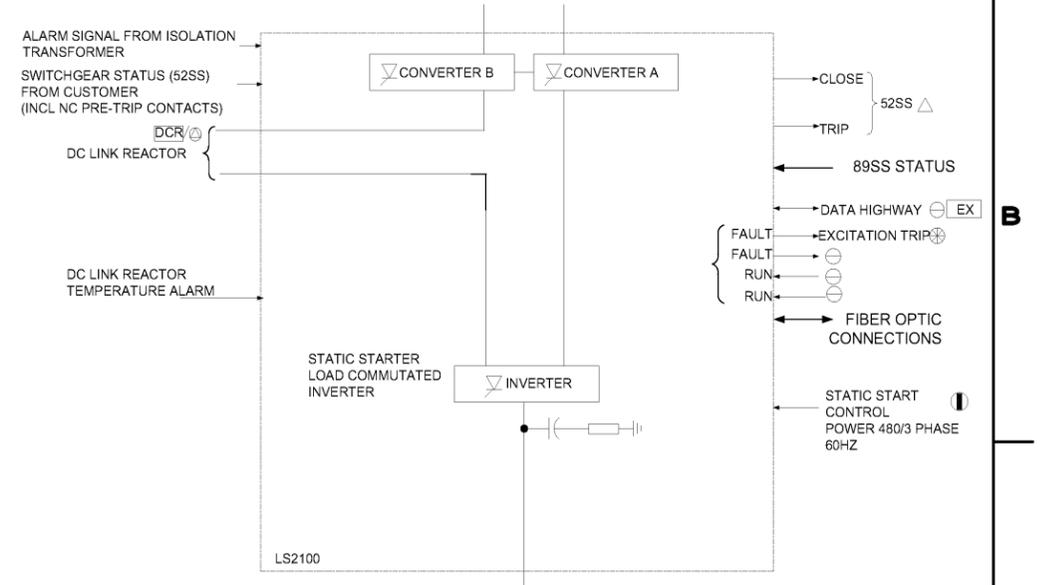
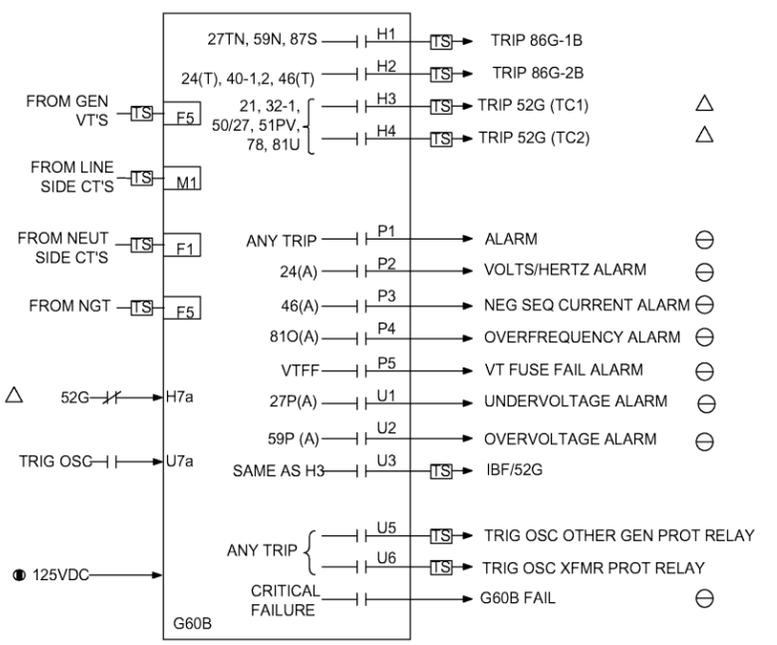
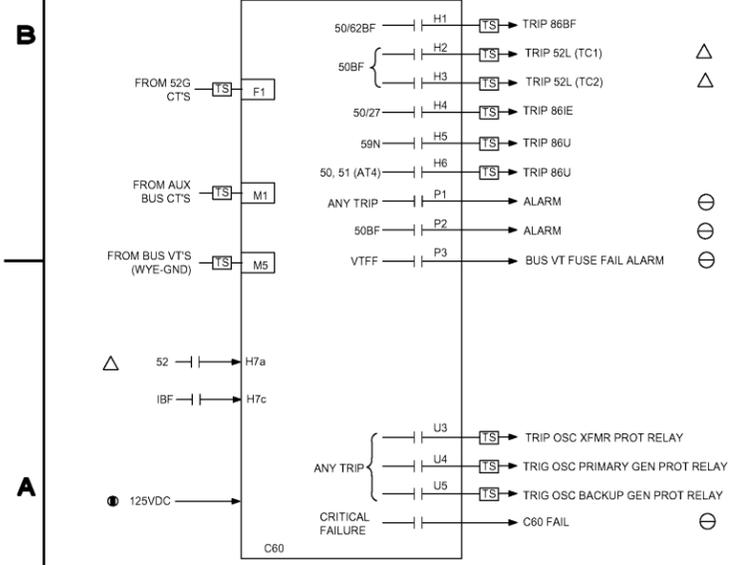
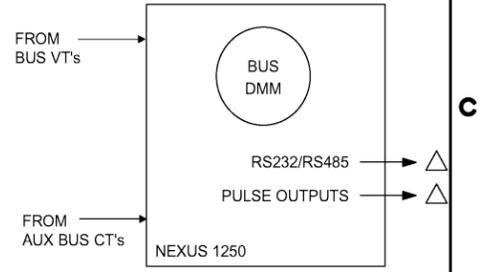
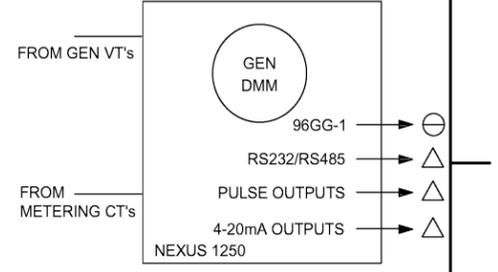
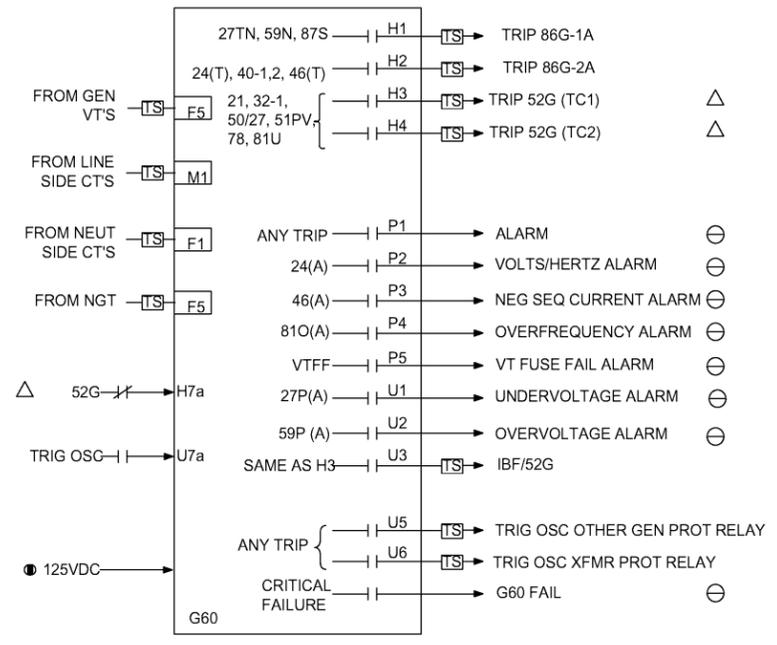
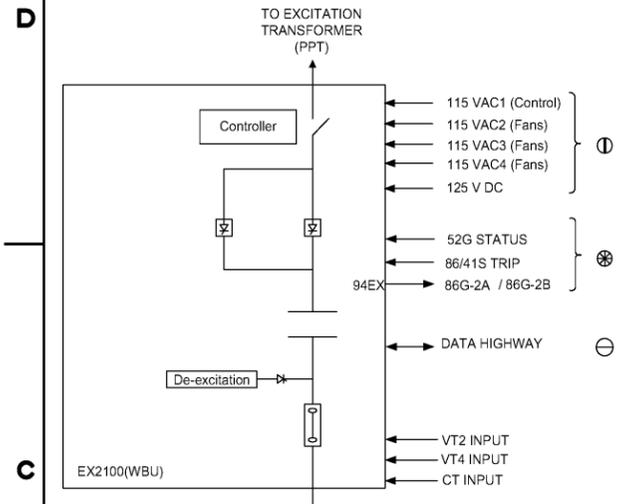
SIZE	D	DWG NO	207D3434	SH	3	REV	A
REVISIONS							
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED				
A	DELETED 89MD-1, 89TS-1 AND SECOND UNIT.	06-04-06	DP2/GR6				

By Customer /
Others
GE
Scope

		SIZE	D	CAGE CODE		DWG NO	207D3434
DRAWN	R.GANESH	ISSUED	R.GANESH	SCALE		SHEET	3

RELAY / METER / CONTROLLER CONFIGURATION

SIZE	DWG NO	SHEET	REV	REV	DATE	APPROVED
D	207D3434	4	A		06-04-06	DP2/GR6
REVISIONS						
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED			
A	REVISED LS2100.	06-04-06	DP2/GR6			



8

7

6

5

↓

4

3

SIZE DWG NO 207D3434

SH 5 REV -

1

REVISIONS			
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED

RELAY / METER / CONTROLLER CONFIGURATION

D

D

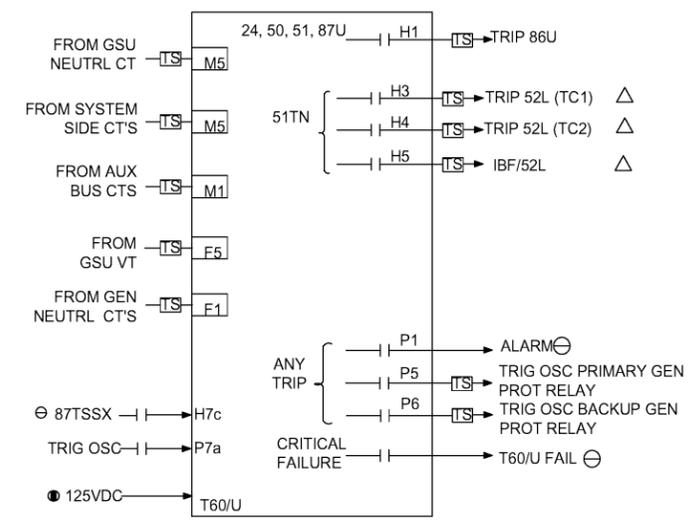
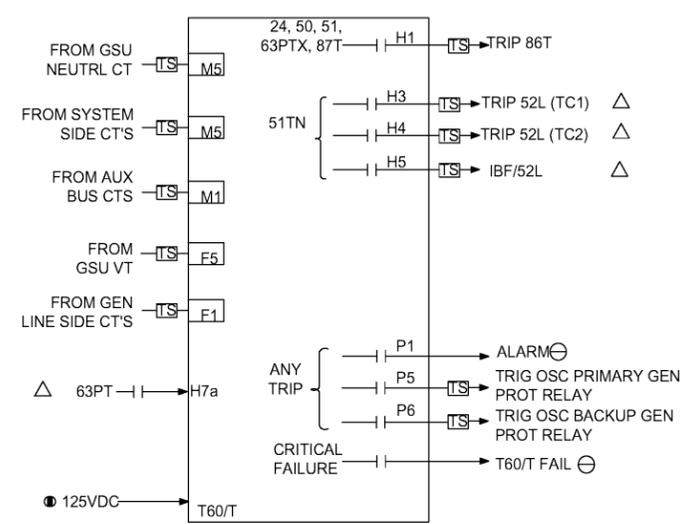
C

C

B

B

A



8

7

6

5

↑

4

3

2

1

DATE

TO

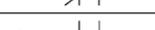
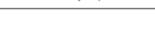
LOCKOUT / AUX RELAY OUTPUT CONTACT ASSIGNMENT

SIZE DWG NO D 207D3434	SF 6	REV -	1
REVISIONS			
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED

86G-1A CONTACT ASSIGNMENT

CONTACTS	FUNCTION
	TRIP TURBINE & ALARM ⊖
	TRIP EXCITATION
	TRIP 52G COIL #1 △
	TRIP 52G COIL #2 △
	CLOSE 52G △
	IBF/52G

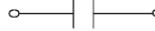
86U CONTACT ASSIGNMENT

CONTACTS	FUNCTION
	TRIP TURBINE & ALARM ⊖
	TRIP EXCITATION
	TRIP 52G COIL #1 △
	TRIP 52G COIL #2 △
	CLOSE 52G △
	IBF/52G
	TRIP 52L COIL #1 △
	TRIP 52L COIL #2 △
	CLOSE 52L △
	IBF/52L △

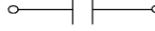
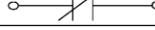
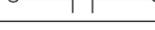
86G-1B CONTACT ASSIGNMENT

CONTACTS	FUNCTION
	TRIP TURBINE & ALARM ⊖
	TRIP EXCITATION
	TRIP 52G COIL #1 △
	TRIP 52G COIL #2 △
	CLOSE 52G △
	IBF/52G

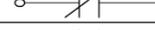
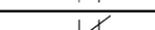
86G-2A CONTACT ASSIGNMENT

CONTACTS	FUNCTION
	ALARM ⊖
	TRIP EXCITATION
	TRIP 52G COIL #1 △
	TRIP 52G COIL #2 △
	CLOSE 52G △
	IBF/52G

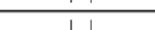
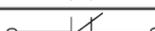
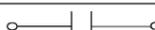
86G-2B CONTACT ASSIGNMENT

CONTACTS	FUNCTION
	ALARM ⊖
	TRIP EXCITATION
	TRIP 52G COIL #1 △
	TRIP 52G COIL #2 △
	CLOSE 52G △
	IBF/52G

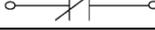
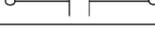
86BF CONTACT ASSIGNMENT

CONTACTS	FUNCTION
	TRIP TURBINE & ALARM ⊖
	TRIP EXCITATION
	TRIP 52G COIL #1 △
	TRIP 52G COIL #2 △
	CLOSE 52G △
	IBF/52L △
	TRIP 52L COIL #1 △
	TRIP 52L COIL #2 △
	CLOSE 52L △

86T CONTACT ASSIGNMENT

CONTACTS	FUNCTION
	TRIP TURBINE & ALARM ⊖
	TRIP EXCITATION
	TRIP 52G COIL #1 △
	TRIP 52G COIL #2 △
	CLOSE 52G △
	IBF/52G
	TRIP 52L COIL #1 △
	TRIP 52L COIL #2 △
	CLOSE 52L △
	IBF/52L △

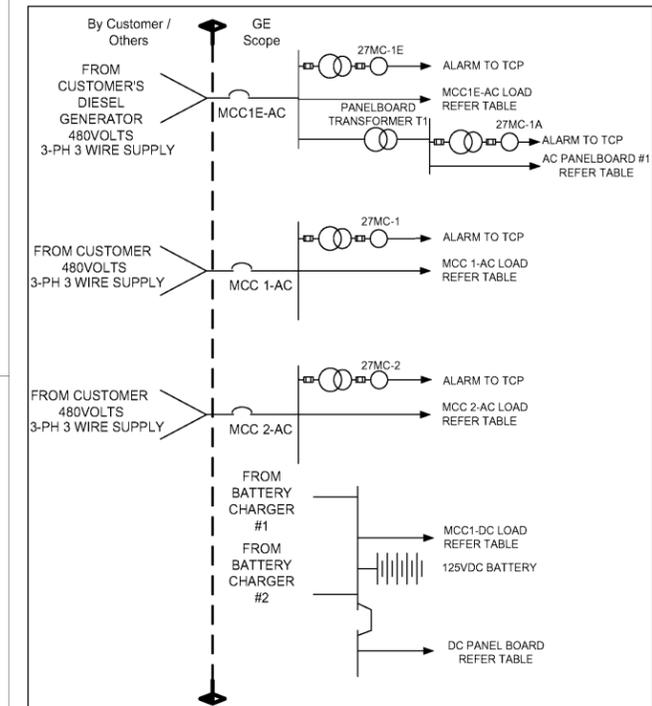
86IE CONTACT ASSIGNMENT

CONTACTS	FUNCTION
	ALARM ⊖
	TRIP 52G COIL #1 △
	TRIP 52G COIL #2 △
	CLOSE 52G △
	IBF/52G

MOTOR CONTROL CENTER (MCC)

SIZE	DWG NO	SH	REV	1
D	207D3434	7	B	

REVISIONS			
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
A	REVISED AC PANEL BOARD #1.	06-04-06	DP2/GR6
B	REVISED MCC1E-AC, MCC1-AC AND MCC2-AC LOAD TABLES.	06-05-10	DP2/GR6



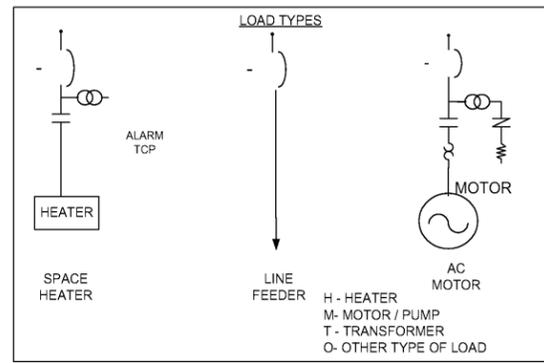
MCC BUS RATING SUMMARY

Bus #	MCC-1E	
Rated voltage	480	Volts
Rated current	1200	Amps
Short ckt rating	65000	Amps
configuration	3ph-3 wire	
Rated Frequency	60	Hz

Bus #	MCC1-AC	
Rated voltage	480	Volts
Rated current	1200	Amps
Short ckt rating	65000	Amps
configuration	3ph-3 wire	
Rated Frequency	60	Hz

Bus #	MCC2-AC	
Rated voltage	480	Volts
Rated current	1200	Amps
Short ckt rating	65000	Amps
configuration	3ph-3 wire	
Rated Frequency	60	Hz

Bus #	MCC-DC	
Rated voltage	125	Volts
Rated current	225	Amps
Short ckt rating	10000	Amps



MCC1E-AC : LOAD TABLE

DEVICE NOMENCLATURE	SECONDARY DEVICE NOMENCLATURE	DEVICE DESCRIPTION	TYPE	RATING	UNITS	STARTER	BREAKER	EQUIPMENT LOCATION
88BN-1		Cooling Air Fan Motor #2 Bearing Area #1	M	7.5	HP	1	20	LO
88BT-1		Turbine Compartment Cooling Air Fan #1	M	25	HP	2	60	LO
88HQ-1		Hydraulic Supply Pump Motor #1	M	60	HP	4	125	LO
88QA-1		Auxiliary Lube Oil Pump #1	M	100	HP	5	250	LO
88QS-1		Generator Auxiliary Seal Oil Pump #1	M	10	HP	1	30	LO
88QV-1A		Lube Mist Separator #1A	M	5	HP	1	15	LO
88TG-1		Turning Gear Motor #1	M	7.5	HP	1	20	LO
88KA-1		PEECC Air Conditioner #1	O	20	Amp	1	30	LO
		Alarm	O					LO
88FP-1A		Fire Protection CO2 Refrigerator Compressor	O	1	HP	1	30	LO
		1-Phase 50A Battery Charger #1	T	40	Amp	1	40	LO
		Panel Board Transformer T1 (480/240/120V)	T				50	LO

MCC1-AC : LOAD TABLE

DEVICE NOMENCLATURE	SECONDARY DEVICE NOMENCLATURE	DEVICE DESCRIPTION	TYPE	RATING	UNITS	STARTER	BREAKER	EQUIPMENT LOCATION
23HT-3A		Space Heater Turbine Compartment Humidity Control #3A (1ph)	H	3.6	KW	1	15	LO
23HT-3B		Space Heater Turbine Compartment Humidity Control #3B (1ph)	H	3.6	KW			LO
23QT-1		Immersion Heater Lube Oil Tank #1	H	15	KW			LO
23QT-2		Immersion Heater Lube Oil Tank #2	H	15	KW	3	70	LO
23QT-3		Immersion Heater Lube Oil Tank #3	H	15	KW			LO
23VS-3		Space Heater Gas Valve Compartment Humidity Control #3 (1ph)	H	3.6	KW	1	15	LO
88BL-1		Skid Cooling Air Fan Motor Lube Oil Skid #1	M	5	HP	1	15	LO
88TK-1		Turbine Exhaust Frame Cooling Blower #1	M	75	HP	4	200	LO
88VG-1		Load Compartment Cooling Air Fan #1	M	5	HP	1	15	LO
		Alarm	O					LO
		Spare	O				30	SR
		Spare	O				30	SR
		Exciter / LCI Panel Board Feeder Breaker	O	110	Amp		125	LO

MCC2-AC : LOAD TABLE

DEVICE NOMENCLATURE	SECONDARY DEVICE NOMENCLATURE	DEVICE DESCRIPTION	TYPE	RATING	UNITS	STARTER	BREAKER	EQUIPMENT LOCATION
23HL-3		Space Heater Lube Oil Skid Humidity Control #3 (1ph)	H	3.6	KW	1	15	LO
88BL-2		Skid Cooling Air Fan Motor Lube Oil Skid #2	M	5	HP	1	15	LO
88BN-2		Cooling Air Fan Motor #2 Bearing Area #2	M	7.5	HP	1	20	LO
88BT-2		Turbine Compartment Cooling Air Fan #2	M	25	HP	2	60	LO
88HQ-2		Hydraulic Supply Pump Motor #2	M	60	HP	4	125	LO
88QA-2		Auxiliary Lube Oil Pump #2	M	100	HP	5	250	LO
88QV-1B		Lube Mist Separator #1B	M	5	HP	1	15	LO
88TK-2		Turbine Exhaust Frame Cooling Blower #2	M	75	HP	4	200	LO
88VG-2		Load Compartment Cooling Air Fan #2	M	5	HP	1	15	LO
88KA-2		PEECC Air Conditioner #2	O	20	Amp	1	30	LO
		Alarm	O					LO
		Spare	O				30	SR
		1-Phase 50A Battery Charger #2	T	40	Amp		40	LO

DC MCC: LOAD TABLE

DEVICE NOMENCLATURE	DEVICE DESCRIPTION	TYPE	RATING	UNITS	STARTER	BREAKER	EQUIPMENT LOCATION
88ES-1	Emergency Seal Oil Pump Motor #1	M	10	HP	3	100	LO
88QE-1	Emergency Lube Oil Pump Motor #1	M	20	HP	5	225	LO

AC PANEL BOARD # 1: 120/240VAC, 225A, 60HZ, 10KA SYM, 24 CIRCUIT

BREAKER NUMBER	BREAKER RATING	LOAD DESCRIPTION	EQUIPMENT LOCATION
0	60	Panel board incoming breaker	
1	20	Monitors & Transducers Ignition	LO
2	20	Compartment Lighting	LO
3	20	Offline Compressor Wash Water Injection Solenoid Valve #4	LO
3	20	Online Compressor Wash Water Injection Solenoid Valve #6	LO
5	20	Gas Auxiliary Monitor Panel	GAMP
6	20	Spare	SR
7	20	Fire Protection Panel	LO
8	20	Dew Point Sensor #1	LO
9	20	Spare	SR
10	20	Spare	SR
11	20	OSM	LO
12	20	Compartment Lighting	LO
13	20	Air Process Skid	AP
14	20	Spare	SR
15	20	Spare	SR
16	20	Spare	SR
17	20	Spare	SR
18	20	Spare	SR
19	20	Spare	SR
20	20	Spare	SR
21	20	Inlet Compartment (Lights, Receptacles, 34TF-1, 88MH-1)	LO
22	20	Spare	SR
23	60	Inlet Compartment (Lights, Receptacles, 34TF-1, 88MH-1)	LO
24	20	Lift Oil Solenoid Valve #1	LO
25	20	Spare	SR
26	20	Neutral Ground Transformer Disconnect Switch	LO
27	20	Static Start Disconnect Switch	LO
28	20	Smoke Detectors	LO
29	20	Battery Area Temperature Control Fan	LO
30	20	Spare	SR

DC PANEL BOARD MCC1-DC : 125VDC, 225A PANEL BOARD

BREAKER NUMBER	BREAKER RATING	LOAD DESCRIPTION	EQUIPMENT LOCATION
1	20	Fire Protection Auxiliary Relays	LO
2	20	Compartment Lighting	LO
3	20	Gas Auxiliary Monitoring Panel	GAMP
4	20	Exciter	LO
5	20	GP2100 (C80) Control Power	LO
6	20	GP2100 (Primary) Control Power	LO
7	20	GP2100 (Backup) Control Power	LO
8	20	TCP Control Power	LO
9	20	Spare	SR
10	20	Spare	SR
11	20	Spare	SR
12	20	Spare	SR

PANEL BOARDS AND MISCELLANEOUS LOADS

SIZE	DWG NO	SH	REV	
D	207D3434	8	B	1
REVISIONS				
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED	
A	REVISED UPS PANEL BOARD TABLE.	06-05-06	DP2/GR6	
B	REVISED THE LOADS POWERED BY CUSTOMER AUX POWER.	06-05-10	DP2/GR6	

480V LEC PANEL BOARD (480V, 3WIRE, 125A, 65KA) - POWERED BY MCC 1-AC

BREAKER NUMBER	BREAKER RATING	LOAD DESCRIPTION	EQUIPMENT LOCATION
0	125	LEC Distribution panel board incoming breaker (480V AC level)	
1	30	A/C Unit #1 (5 ton typical)	
2	30	A/C Unit #2 (5 ton typical)	
3	60	Static Starter Control Power	LCI
4	40	10KVA 480-240/120 VAC Transformer to 240 V EX Compt Panelboard (see below)	

230V LEC PANEL BOARD (1PHASE, 60HZ, 3WIRE, 240V, 125A, 10KA)

BREAKER NUMBER	BREAKER RATING	LOAD DESCRIPTION	EQUIPMENT LOCATION
0	60	LEC Distribution panel board incoming breaker (240V AC level)	
1	20	Exciter Control	ES
2	20	Spare	
3	20	Exciter Fans	ES
4	20	Exciter Fans	ES
5	20	Compartment Receptacles	
6	20	Compartment Lights	
7	20	Static Starter Space Htr	LCI
8	20	Compartment Smoke Detectors	
9	20	DC Link Reactor Space Htr	DCR
10	20	Spare	
11	20	Spare	
12	20	Spare	

LOADS POWERED BY CUSTOMER AUX POWER

DEVICE NOMENCLATURE	DEVICE DESCRIPTION	TYPE	RATING	UNITS	POWER SOURCE
	Water Wash Skid Panel	O	130	Amp	480VAC by Customer *

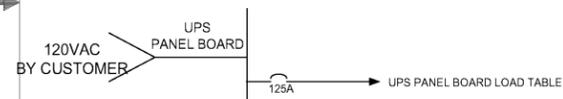
WATER WASH SKID 480V, 3PH, 60HZ, 65KA

DEVICE NOMENCLATURE	SECONDARY DEVICE NOMENCLATURE	DEVICE DESCRIPTION	TYPE	RATING	UNITS	STARTER	BREAKER
23WS-1	88WS-1	Water Wash Skid Space Heater #1	H	10	KW	1	20
88TW-1		Turbine / Compressor Wash Water Pump Motor #1	M	25	HP	2	60

WATER WASH SKID 120V/ 240V 1PH 60HZ PANEL BOARD

BREAKER NUMBER	BREAKER RATING	LOAD DESCRIPTION
1	15	Water Wash Lighting
2	15	Water Wash Receptacles
3	15	Heater Water Wash Pump Motor #1
4	15	Water Wash Vent Fan Motor #1
5	15	Water Wash Control Power
6	15	Water Wash Spare

*NOTE: MAXIMUM DEMAND ON THE CUSTOMER 480VAC 3PH 60HZ SUPPLY WOULD BE 85KW OR 130 Amp/phase.



UPS PANEL BOARD LOAD TABLE (1PH, 60HZ, 3W, 120/240V, 125A, 10KA)

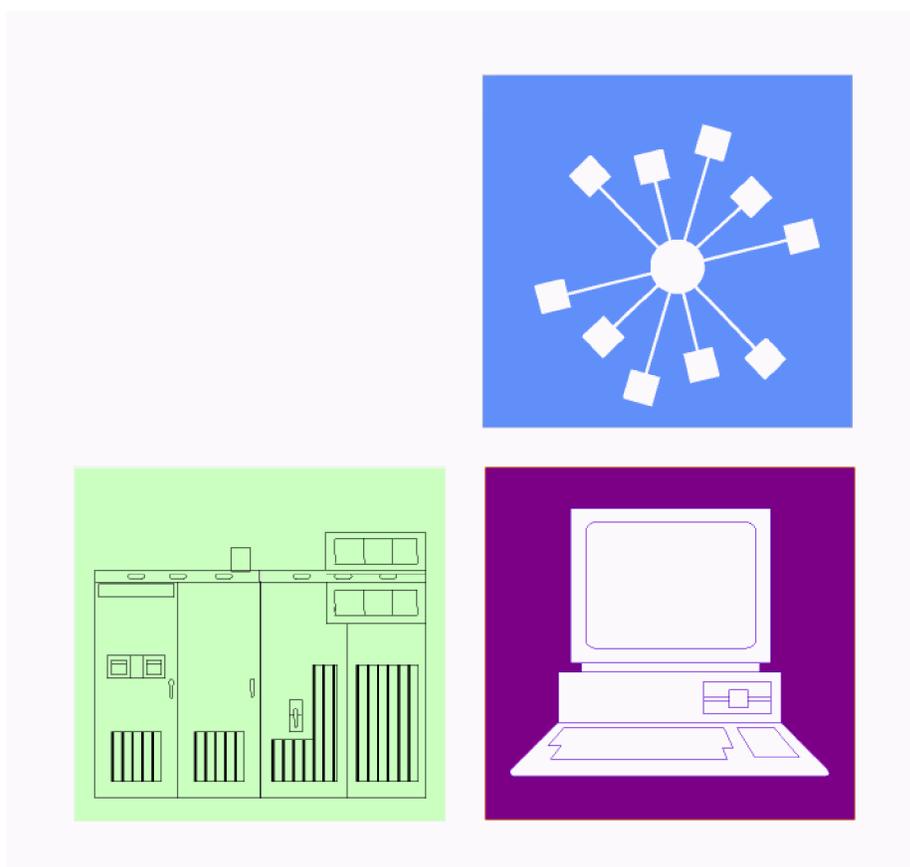
BREAKER NUMBER	BREAKER RATING	LOAD DESCRIPTION	EQUIPMENT LOCATION
1	20	Spare	
2	20	HMI (960W)	
3	20	ETHERNET SWITCH - A (120W)	
4	20	HYDROGEN CONTROL PANEL (600W)	
5	20	Spare	
6	20	Spare	
7	20	ETHERNET SWITCH - B (120W)	
8	20	Spare	
9	20	Spare	
10	20	Spare	
11	20	Spare	
12	20	Spare	



GEH-6632

Sistemas industriales GE

EX2100



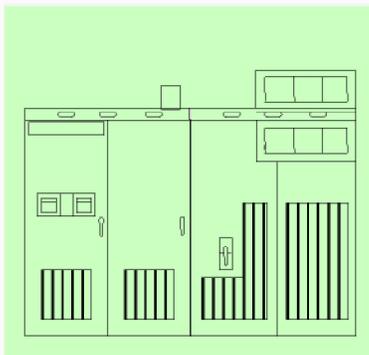
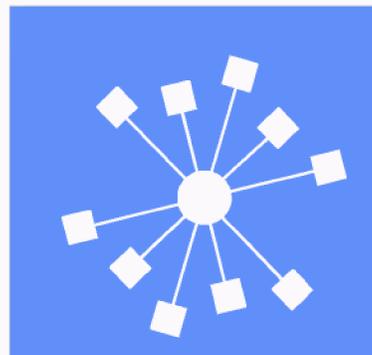
Guía del Usuario del Control de Excitación EX2100TM



GE Industrial Systems

Documento: GEH-6632
Fecha de emisión: 2000-09-30

EX2100



Guía del Usuario del Control de Excitación EX2100TM

© 2000 General Electric Company, USA.
Todos los derechos reservados.

Impreso en los Estados Unidos de Norteamérica.

Las presentes instrucciones no cubren todos los detalles o variaciones del equipo, como tampoco prevén todas las contingencias que pueden surgir durante la instalación, el funcionamiento y el mantenimiento. En caso de necesitarse más información o si surgen problemas particulares que no están suficientemente cubiertos para los fines del usuario, el tema debe consultarse a GE Industrial Systems, Salem, Virginia, Estados Unidos de Norteamérica.

El presente documento contiene información de propiedad exclusiva de General Electric Company, USA, que se proporciona al cliente con el único fin de asistirlo en la instalación, prueba, operación y/o mantenimiento del equipo que se describe. Se prohíbe la reproducción total o parcial de este documento o su divulgación a terceros, sin la aprobación escrita de GE Industrial Systems.

Identificación del documento: GEH-6632

EX2100 es una marca comercial de General Electric Company, USA.
Cimplicity® es una marca registrada de GE Fanuc Automation North America, Inc.
Ethernet™ es una marca comercial de Xerox Corporation.
Mate-N-Lok® es una marca registrada de Amp Incorporated.
Windows NT® es una marca registrada de Microsoft Corporation.

Leyendas de símbolos de seguridad



Indica un procedimiento, una condición o declaración que, si no se observa estrictamente, puede ocasionar lesiones personales e incluso la muerte.

Advertencia



Indica un procedimiento, una condición o declaración que, si no se observa estrictamente, puede ocasionar daños e incluso la destrucción de equipos.

Precaución

Nota Indica un procedimiento, condición o declaración esencial o importante.



Advertencia

Este equipo presenta un riesgo potencial de electrocución o incendio. Sólo el personal adecuadamente capacitado y totalmente familiarizado con el equipo y las instrucciones debe instalar, operar o realizar tareas de mantenimiento de este equipo.

El hecho de aislar el equipo de prueba del equipo que se está probando implica potenciales riesgos eléctricos. Si el equipo de prueba no puede conectarse a tierra con el equipo que se está probando, la caja del equipo de prueba debe cubrirse para evitar que el personal entre en contacto con el mismo.

Para minimizar el riesgo de electrocución o incendio, deben seguirse estrictamente las prácticas y procedimientos de puesta a tierra aprobados.



Advertencia

Para evitar lesiones personales o daños a los equipos provocados por el mal funcionamiento del equipo, sólo el personal adecuadamente capacitado debe modificar las máquinas programables.



Comentarios del lector

General Electric Company

A:

GE Industrial Systems
Documentation Design, Rm. 291
1501 Roanoke Blvd. Salem, VA
24153-6492 USA

Fax: 1-540-387-8651

(Interno de GE DC 8-278-8651)

Agradecemos los comentarios y sugerencias que permitan que esta publicación resulte más útil.

Nombre	Fecha de hoy	Forma de contactarlo, si fuera necesario
Nombre y domicilio de su empresa	Lugar de trabajo	Nº de fax
	Número de requisición de GE	Nº de teléfono
Puesto que ocupa/forma en que emplea esta publicación	Número de publicación	Correo electrónico
	Fecha de emisión/revisión de la publicación:	

Calificación general

	Excelente	Bueno	Regular	Deficiente	Comentarios adicionales
Contenido	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	_____
Organización	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	_____
Precisión técnica	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	_____
Claridad	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	_____
Integridad	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	_____
Ilustraciones/Figuras	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	_____
Tablas	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	_____
Referencias	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	_____
Legibilidad	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	_____

Sugerencias específicas (correcciones, información que puede ampliarse y otros conceptos).

Número de página	Comentarios
_____	_____
_____	_____
_____	_____
_____	_____
_____	_____
_____	_____

Otros comentarios (qué le gusta, qué puede agregarse, cómo mejorar y otros conceptos).

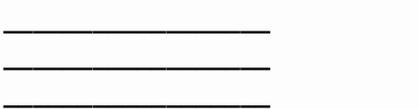
Calificación general (comparada con las publicaciones que emiten otros fabricantes de productos similares, ¿qué calificación le asigna a esta publicación?).

Superior Comparable Inferior No sabe Comentarios _____

Corte esta hoja y envíela por fax o por correo al domicilio arriba indicado.



..... Doble aquí y cierre engrapando o con cinta



Pegue la
estampilla
aquí.

GE Industrial Systems

*Documentation Design, Rm. 291
1501 Roanoke Blvd.
Salem, VA 24153-6492 USA*

..... Doble aquí primero

Notas

Capítulo 1 Resumen del equipo

Introducción

El control de excitación EX2100™ (EX2100 o excitador) produce la corriente de excitación de campo para controlar la tensión de CA en los terminales del generador y/o los voltamperios reactivos. Se trata de un sistema de excitación estático integral diseñado para los generadores accionados por turbinas de vapor, gas e hidroeléctricas, nuevos y retroinstalados.

Este capítulo presenta las características generales del excitador y define el contenido del documento. Tiene como objetivo presentar un resumen general del producto de la siguiente manera:

Sección/Tópico	Página
Resumen del sistema	1-2
Resumen de los accesorios.....	1-5
Resumen de los elementos de programación	1-6
Características técnicas.....	1-6
Cómo buscar ayuda.....	1-8
Documentos relacionados.....	1-8
Distribución de la documentación.....	1-8

Capítulo 2	Descripción funcional
Capítulo 3	Resumen de las tarjetas de circuito impreso
Capítulo 4	Entradas/salidas de la tarjeta de terminales y conexiones de equipos
Capítulo 5	Interfaz de diagnóstico - teclado
Apéndice A	Garantía y piezas de repuesto
Apéndice B	Características nominales y especificaciones
Glosario	

Resumen del sistema

El excitador es un sistema modular flexible que puede ensamblarse para proporcionar una variedad de corrientes de salida disponibles y varios niveles de redundancia del sistema. Las opciones incluyen energía de una fuente de potencial, compuesta o auxiliar. Se dispone de puentes simples o múltiples, puentes de respaldo “con sistema tibio” y controles simplex o redundantes. En la figura 1-1 se presenta un resumen del sistema de excitación del turbogenerador.

La energía para el excitador se extrae de un transformador de potencial de potencia conectado a las terminales del generador, o de un transformador de excitación conectado a una barra colectora auxiliar. La corriente de línea del generador y la tensión de salida del estator son las realimentaciones primarias del excitador, y la tensión y corriente CD es la salida controlada al campo del excitador.

La arquitectura soporta comunicación por LAN (autopista de datos de unidades) de Ethernet con otro equipo de GE, incluida la herramienta GE Control System Toolbox (caja de herramientas) para configuración, el control de turbina, el arrancador estático LCI y la HMI (interfaz hombre máquina).

La Figura 1-2 presenta un diagrama unifilar del excitador, que muestra la fuente de energía, las mediciones de la corriente y la tensión del generador, el módulo de control, el módulo de conversión de potencia (PCM) y los circuitos de protección. En el sistema de fuente de potencial, el secundario del PPT se conecta a la entrada de un puente inversor de tiristores de onda completa trifásico. El puente inversor provee tensión de refuerzo positiva y negativa para alcanzar un rendimiento óptimo. El refuerzo negativo proporciona una rápida respuesta para el rechazo de carga y la desexcitación.

Se dispone de control simplex y redundante.

El control de excitación es el resultado del control de fase de la salida del circuito puente. Las señales de encendido de SCR son generadas por los reguladores digitales del controlador.

En la opción de control redundante (Figura 1-2), tanto M1 como M2 puede ser el control maestro activo, mientras que C monitorea ambos para determinar cuál debe ser el controlador activo y cuál de reserva. Los circuitos de encendido independientes y duales, así como el seguimiento automático, se utilizan para garantizar una transferencia suave al controlador de reserva.

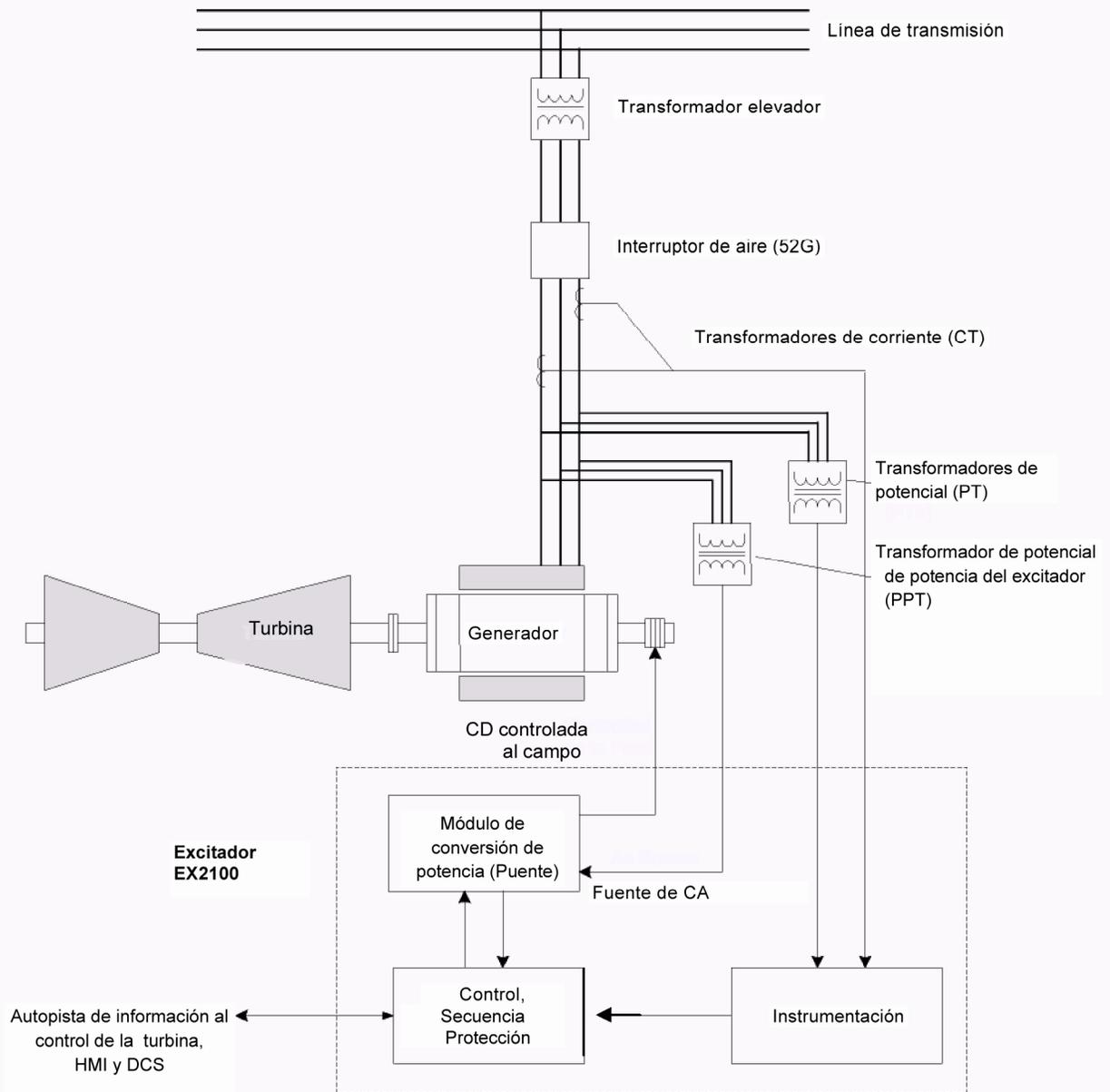
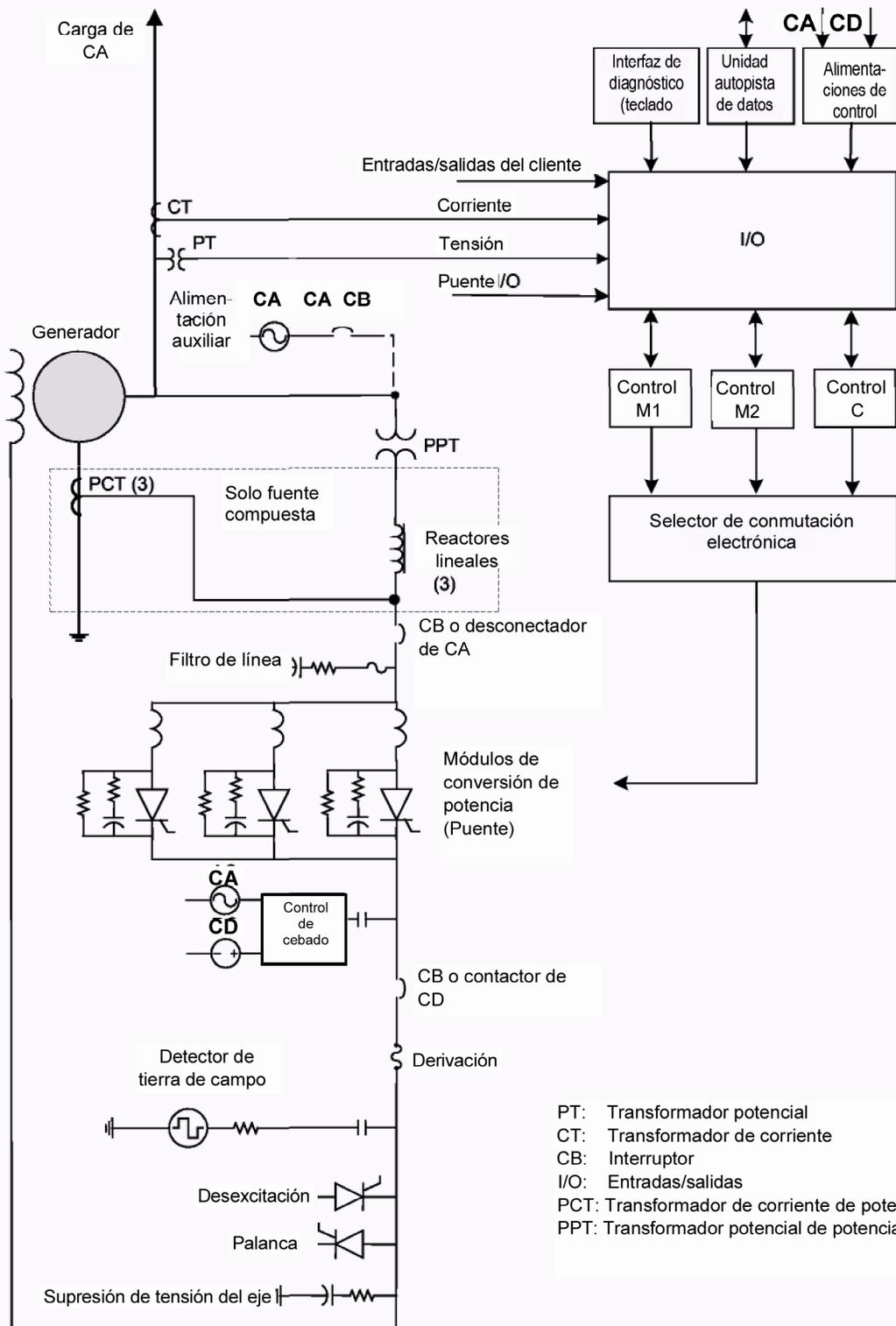


Figura 1-1 Resumen del sistema del generador y excitador



Resumen de los accesorios

Los accesorios del EX2100 se encuentran en estos tres gabinetes:

- gabinete de control, para las tarjetas de control, comunicación y de entradas/salidas
- gabinete auxiliar para los circuitos de cebado del campo y protección, tales como desexcitación y supresión de la tensión del eje.
- gabinete de conversión de potencia para las células de potencia SCR, los ventiladores de enfriamiento, los contactores de CD y el desconector de CA.

El convertidor de potencia del excitador consta de rectificadores tipo puente, configuraciones de filtro de resistor/capacitador y circuitos de control. En la Figura 1-3 se presenta una vista externa de los gabinetes. El tamaño de los componentes y del puente varía de acuerdo a los diferentes sistemas de excitación y la potencia de salida que se requiere.

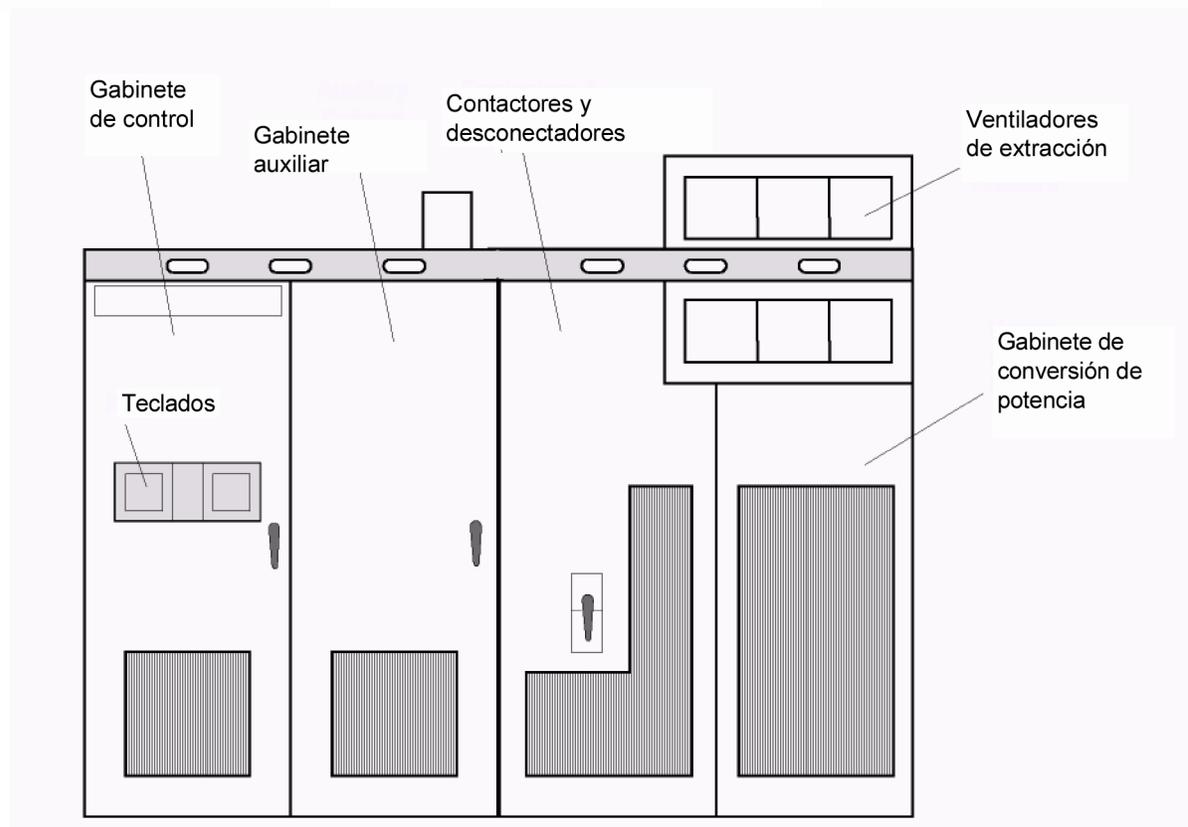


Figura 1-3. Gabinetes del excitador

Resumen de los elementos de programación

Los controladores basados en microprocesador (ACLA y DSPX) ejecutan el código de control del excitador. Los elementos de programación constan de módulos (bloques) combinados para crear la funcionalidad del sistema que se requiere. Las definiciones de los bloques y los parámetros de configuración se almacenan en memoria flash, mientras que las variables se almacenan en memoria de acceso aleatorio (RAM).

Los elementos de programación de aplicación del excitador emulan los controles analógicos tradicionales. Se emplea un sistema de arquitectura abierta, con una biblioteca de bloques de programa existentes configurados desde la caja de herramientas. Los bloques realizan individualmente funciones específicas, tales como compuertas lógicas, reguladores integrales proporcionales (P.I.), generadores de función y detectores del nivel de señales. El control selecciona uno de los dos modos: regulación de tensión del generador (regulación automática), o control directo (tensión o corriente, de acuerdo con la aplicación). Las funciones de protección del generador están integradas al control, incluso el limitador de sobre y subexcitación, la estabilización del sistema de alimentación y el limitador V/Hz.

Es posible interrogar a los bloques mientras el excitador funciona mediante la caja de herramientas. Los valores de entrada/salida de cada bloque varían de manera dinámica pueden observarse mientras están en funcionamiento, lo que es valioso durante la puesta en marcha o la corrección de problemas.

Características técnicas

La siguiente es una síntesis de las características del EX2100. En el Apéndice B se incluyen más detalles.



Precaución

En la placa de datos del equipo se proporcionan las características nominales específicas de la unidad, y reemplazan a toda la información que se presenta a continuación.

Características del EX2100	Descripción
Módulo convertidor de potencia (PCM)	
Características nominales del puente simple	1,000 y 2,000 A CD hasta 1,000 V CA
Características nominales del puente paralelo	8.000 A CD hasta 1,500 V CA; con hasta 6 puentes
Requisitos de refuerzo	150% de los amperios de diseño (EDA) durante 30 s a 40 °C
Fuentes de energía	
Alimentación para el PCM – Fuente de tensión	Barra colectora auxiliar Terminales del generador Versiones de fuente compuesta de 600 ó 1,000 V CA
Entrada de alimentación para el PCM - VA	3,251 kVA (versión de 1,000 V)
Alimentación para el PCM - Frecuencia	Trifásica de 50/60 Hz
Alimentación del módulo de cebado	Batería de 125 ó 250 V CD hasta 200 A durante 10 s mínimo Fuente auxiliar monofásica de 50/60 Hz, 240 ó 480 V CA
Alimentación de control	Para dos fuentes de CA, o una fuente de CA y una de CD. Batería, 125 V CD, escala de 80 a 140 V CD, 10.6 A CD máx

Entrada/salida	CANTIDAD	
Transformadores de potencial (PT)	2	Trifásico estándar, disponible monofásico 120 V CA nominales, carga nominal 1 VA
Transformadores de corriente (CT, 1 ó 5 A)	2	Dos fases cualesquiera, disponible carga nominal de 1VA monofásica
Entrada de contacto dedicado 86G	1	Abierto para disparo
Entrada de contacto dedicado 56G	1	Cerrado para entrar en línea
Salidas de contacto de valor nominal para disparo	2	Características de interrupción por relé a 125 V CD: Carga resistiva de 0.5 A Carga inductiva de 0.2 A
Entradas de contactos de propósitos generales	6	Contactos del cliente, 70 V CD suministrado por ECTB
Salidas de contacto de forma C de propósitos generales	4	Características de interrupción por relé a 125 V CD: Carga resistiva de 0.5 A Carga inductiva de 0.1 A
Entrada de amplificador diferencial de ± 10 V	1	

Características térmicas

Gabinete de controles básicos	Funcionamiento continuo en ambiente de 0 a 40 °C, humedad 5 a 95%, sin condensación
Gabinete de conversión de potencia básico y auxiliar	Funcionamiento continuo en ambiente de 0 a 40 °C, humedad 5 a 95%, sin condensación

Dimensiones y peso del gabinete

Control redundante con convertidor de PCM dual en un alineamiento de tres gabinetes de control y potencia	Ancho 3600 mm (141.74 pulg.) Altura 2650 mm (104.32 pulg.) Profundidad 800 mm (31.5 pulg.)
Peso del gabinete del convertidor	1,534 kg (3,600 lbs)
Peso del alineamiento (convertidor, control y gabinetes auxiliares)	2,380 kg (5,600 lbs)
Tipo de gabinete, cubiertas auxiliares y de control	NEMA 1 (IEC IP 20), enfriamiento por convección
Tipo de gabinete, conversión de potencia	NEMA 1 (IEC IP 20), enfriamiento por aire forzado.
Acceso de cables de alimentación y control	Entradas desde la parte superior y/o la parte inferior

Cómo obtener ayuda

“+” indica el código de acceso internacional que se requiere para llamadas originadas fuera de los Estados Unidos

En caso de necesitar ayuda adicional a las instrucciones que se incluyen en la documentación del sistema de mando, póngase en contacto con GE en:

GE Industrial Systems
1501 Roanoke Blvd.
Salem, VA 24153-6492 USA
Teléfono: + 1 888 GE4 SERV (888 434 7378, Estados Unidos)
+ 1 540 378 3280 (Internacional)
Fax: + 1 540 387 8606 (en todos los casos)

Documentos relacionados

Los siguientes documentos también se aplican al excitador y pueden ayudarlo a comprender el sistema.

GEI-100256C Recepción, almacenamiento y manejo del control de excitación EX2100

GEH-6631 Guía de instalación y puesta en marcha del control de excitación EX2100

GEH-6383 Corrección de problemas, mantenimiento preventivo y en línea del control de excitación EX2100

GEH-6403 Control System Toolbox para el controlador de turbina Mark VI

Publicaciones de tarjetas de circuito impreso (GEI): consulte el capítulo 3.

Distribución de la documentación

GE Industrial Systems entrega los documentos del producto a sus clientes para que sean utilizados como respaldo del equipo provisto para cada pedido. Los documentos del contrato estipulan las condiciones para la distribución de documentos.

En caso de que se suministren (por contrato), los documentos que se indican a continuación contienen la información del sistema de mando según requisitos.

- Planos según requisitos, que incluyen esquemas, disposiciones y diagramas elementales
- Lista de las piezas de repuesto

Nota: Si existen diferencias entre la documentación general del producto y la documentación según requisitos, esta última debe considerarse como la representación más exacta de la configuración de su equipo o sistema.



GE Power Management

DGP

Relé digital de protección de generadores™

Manual de instrucciones

Revisiones DGP: V210.12000P
V210.10000F
V211.32000J
V210.22000D

Manual P/N: GEK-100666SD

Copyright © 2000 GE Power Management



NOTA

Todos los relés deben energizarse por lo menos una vez al año para evitar que se deterioren los capacitores electrolíticos y la posterior falla del relé.

GE Power Management

215 Anderson Avenue, Markham, Ontario

Canadá L6E 1B3

Tel: (905) 294-6222 Fax: (905) 294-8512

Internet: <http://www.GEindustrial.com/pm>



Fabricado bajo
sistema registrado
ISO9002.

Estas instrucciones no están destinadas a cubrir todos los detalles o variaciones del equipo ni dar respuesta a cada una de las contingencias posibles que puedan surgir con relación a la conexión, operación o mantenimiento. En caso de desear más información o de que surgieran problemas específicos que no estuvieran lo suficientemente tratados para los fines del comprador, deberá remitirse la cuestión a la General Electric Company.

Según el grado de los requerimientos, los productos descritos en este manual cumplen con las normas ANSI, IEEE, y NEMA aplicables; pero no se garantiza cumplimiento con respecto a los códigos y ordenanzas locales debido a que varían en gran medida.

1. DESCRIPCIÓN DEL PRODUCTO

1.1 INICIO

1.1.1	DESEMBALAJE DEL RELÉ	1-1
1.1.2	CÓDIGOS DE PEDIDO Y GUÍA DE SELECCIÓN.....	1-2
1.1.3	MODELOS ESPECIALES	1-3
	DGP***AAA-0101 y DGP***AAA-0102	1-3
	DGP***ABA-0005.....	1-3
1.1.4	UNIDAD DE EXPANSIÓN DE CONTACTO DEC 1000	1-3

1.2 INTRODUCCIÓN

1.2.1	GENERAL.....	1-4
1.2.2	APLICACIÓN	1-4

1.3 CARACTERÍSTICAS DE PROTECCIÓN

1.3.1	DESCRIPCIÓN	1-6
1.3.2	DIFERENCIAL DEL ESTATOR (87G).....	1-7
1.3.3	DESEQUILIBRIO DE CORRIENTE (46T)	1-7
1.3.4	PÉRDIDA DE EXCITACIÓN (40).....	1-7
1.3.5	FUERZA INVERSA (32).....	1-8
1.3.6	SOBRECORRIENTE DE TIEMPO CON RESTRICCIÓN DE TENSIÓN 51 V	1-8
1.3.7	PUESTA A TIERRA DEL ESTATOR (64G/27TN).....	1-8
1.3.8	SOBRECORRIENTE A TIERRA (51GN).....	1-9
1.3.9	SOBREEXCITACIÓN (24)	1-9
1.3.10	SOBRETENSIÓN (59)	1-10
1.3.11	BAJA TENSIÓN (27).....	1-10
1.3.12	SOBRE Y BAJA FRECUENCIA (81).....	1-10
1.3.13	FALLA DEL FUSIBLE DEL TRANSFORMADOR DE TENSIÓN (VTFF)	1-10
1.3.14	ENERGIZACIÓN ACCIDENTAL (AE).....	1-11

1.4 OTRAS CARACTERÍSTICAS

1.4.1	ENTRADAS	1-17
1.4.2	RELÉS DE SALIDA	1-17
1.4.3	PRUEBAS AUTOMÁTICAS DURANTE LA PUESTA EN MARCHA.....	1-18
1.4.4	PRUEBAS AUTOMÁTICAS DURANTE LA OPERACIÓN.....	1-18
1.4.5	FRECUENCIA DE MUESTREO ADAPTABLE	1-19
1.4.6	MONITOR DEL CIRCUITO DE DISPARO	1-19
1.4.7	SECUENCIA DE EVENTOS	1-19
1.4.8	SINCRONIZACIÓN DE TIEMPO.....	1-20
1.4.9	INFORME DE FALLAS Y DATOS OSCILOGRÁFICOS	1-21
1.4.10	INTERFAZ LOCAL HOMBRE MÁQUINA.....	1-21
1.4.11	IMPRESORA LOCAL	1-21
1.4.12	COMUNICACIONES REMOTAS	1-22
1.4.13	CONTROL REMOTO.....	1-22
1.4.14	PROTECCIÓN CON CONTRASEÑA.....	1-22
1.4.15	COMUNICACIONES REMOTAS – PROTOCOLO MODBUS	1-22

1.5 DIAGRAMAS ELEMENTALES

2. CÁLCULO DE CALIBRACIONES

2.1 GENERAL

2.1.1	DESCRIPCIÓN	2-1
-------	-------------------	-----

2.2 CALIBRACIONES DE CONFIGURACIÓN

2.2.1	DESCRIPCIÓN	2-10
	101: NÚMERO DE ID DE LA UNIDAD – UNIT ID	2-10
	102: SYSFREQ - FRECUENCIA DEL SISTEMA	2-10
	103: SELTVM - SELECCIONAR MONITOREO DE TENSIÓN DE DISPARO	2-10
	104: SELTCM - SELECCIONAR MONITOREO DE CORRIENTE DE DISPARO	2-10
	105: SELPRIM - SELECCIONAR UNIDADES PRIMARIAS / SECUNDARIAS	2-10
	106: CT RATIO - RELACIÓN TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	2-10

107: VT RATIO – RELACIÓN TRANSFORMADOR DE TENSIÓN	2-10
108: COMMPORT - PUERTO DE COMUNICACIONES	2-11
109: FASE - DESIGNACIÓN DE FASE	2-11
110: TIMESYNC – FUENTE DE SINCRONIZACIÓN DE TIEMPO	2-11
111: NUM FITS - NÚMERO DE EVENTOS DE FALLA	2-11
112: PREFLT - CICLOS PREVIOS A LA FALLA	2-12
113: OSC TRIG – ACTIVADOR DE OSCILOGRAFÍA EXTERNO	2-12
114: NOM VOLT - TENSIÓN NOMINAL	2-12
115: RATEDCUR - CORRIENTE NOMINAL	2-12
116: VT CONN – CONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR DE TENSIÓN ...	2-12
117: NCTRATIO – RELACIÓN DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE NEUTRO	2-12
2.2.2 EJEMPLO DE CALIBRACIONES DE CONFIGURACIÓN	2-12

2.3 CALIBRACIÓN DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN

2.3.1 RELÉS DE SALIDA DE DISPARO Y ALARMA	2-13
2.3.2 DIFERENCIAL DEL ESTATOR 87G	2-13
2.3.3 ALARMA POR DESEQUILIBRIO DE CORRIENTE 46A	2-18
2.3.4 DISPARO POR DESEQUILIBRIO DE CORRIENTE 46T	2-18
2.3.5 PÉRDIDA DE EXCITACIÓN 40, 40-1, 40-2	2-20
2.3.6 FUERZA INVERSA	2-21
2.3.7 SOBRECORRIENTE CON RESTRICCIÓN DE TENSIÓN (51V)	2-22
2.3.8 FALLA A TIERRA DEL ESTATOR 64G-1	2-28
2.3.9 FALLA A TIERRA DEL ESTATOR 64G-2	2-28
2.3.10 FALLA A TIERRA DEL ESTATOR 27TN	2-28
2.3.11 SOBREENCITACIÓN ALARMA (VOLTIOS/HERTZ: 24A)	2-29
2.3.12 SOBREENCITACIÓN DISPARO (VOLTIOS/HERTZ: 24T)	2-29
2.3.13 SOBRETENSIÓN 59	2-34
2.3.14 CORTE POR BAJA TENSIÓN DE 81	2-36
2.3.15 BAJA FRECUENCIA 81-U	2-36
2.3.16 SOBREFRECUENCIA 81-0	2-36
2.3.17 ENTRADA DIGITAL DI	2-36
2.3.18 FALLA DEL FUSIBLE DEL TRANSFORMADOR DE TENSIÓN VTFF ...	2-37
2.3.19 ENERGIZACIÓN ACCIDENTAL AE	2-37
2.3.20 SOBRECORRIENTE A TIERRA 51GN	2-38
2.3.21 BAJA TENSIÓN 27	2-38

2.4 PUESTA EN SERVICIO

2.4.1 TABLA DE CALIBRACIONES DGP***AAA	2-41
2.4.2 TABLA DE CALIBRACIONES DGP***ABA	2-46
2.4.3 TABLA DE CALIBRACIONES DGP***ACA	2-51

3. DESCRIPCIÓN DEL HARDWARE

3.1 MONTAJE DE LA CARCASA

3.1.1 ADVERTENCIA	3-1
3.1.2 CONSTRUCCIÓN	3-1
3.1.3 CONEXIONES ELÉCTRICAS Y CABLEADO INTERNO	3-1
3.1.4 IDENTIFICACIÓN	3-1

3.2 MÓDULOS DE TABLEROS DE CIRCUITOS

3.2.1 ADVERTENCIA	3-4
3.2.2 CONSTRUCCIÓN BÁSICA	3-4
3.2.3 IDENTIFICACIÓN	3-4

3.3 ENCHUFES DE PRUEBA XTM

3.3.1 DESCRIPCIÓN	3-6
3.3.2 DESIGNACIÓN DE LA TERMINAL	3-6
3.3.3 CONEXIONES DEL CIRCUITO DE PRUEBA XTM	3-6
3.3.4 INSERCIÓN DEL ENCHUFE DE PRUEBA	3-6

3.4 INSTALACIÓN

3.4.1	RECEPCIÓN, MANEJO Y ALMACENAJE	3-8
3.4.2	ENTORNO	3-8
3.4.3	MONTAJE	3-8
3.4.4	CONEXIONES EXTERNAS	3-8
3.4.5	PRUEBA DE LAS CONEXIONES EXTERNAS	3-8
3.4.6	CONEXIONES A TIERRA PARA SOBRETENSIONES MOMENTÁNEAS	3-8

4. PRUEBAS DE ACEPTACIÓN

4.1 INTRODUCCIÓN

4.1.1	ADVERTENCIA	4-1
4.1.2	GENERAL	4-1
a	PRUEBAS GENERALES	4-1
b	PRUEBAS DE PROTECCIÓN	4-1

4.2 PREPARACIÓN DE LA PRUEBA

4.2.1	EQUIPO DE PRUEBA	4-2
4.2.2	DIAGRAMAS Y REFERENCIAS	4-2
a	DIAGRAMAS	4-2
b	REFERENCIAS	4-2
4.2.3	PUESTA A TIERRA DEL EQUIPO	4-2
4.2.4	CALIBRACIONES REQUERIDAS	4-2

4.3 INSTRUCCIONES GENERALES

4.3.1	PROCEDIMIENTO	4-3
4.3.2	CAMBIOS DE LAS CALIBRACIONES	4-3
4.3.3	INGRESO AL MODO DE PRUEBA (TEST MODE)	4-4
4.3.4	SALIDA DEL MODO DE PRUEBA (TEST MODE)	4-4

4.4 USO DE GE-LINK

4.4.1	DESCRIPCIÓN	4-5
4.4.2	PREPARACIÓN DEL HARDWARE	4-5
4.4.3	PREPARACIÓN DEL SOFTWARE	4-5
a	CARGA E INICIO DEL GE-LINK	4-5
b	PREPARACIÓN DE UNA NUEVA UNIDAD DE PRUEBA	4-5
4.4.4	CONFIGURACIÓN DEL RELÉ	4-6
4.4.5	INGRESO AL RELÉ	4-6
4.4.6	CAMBIOS DE CALIBRACIONES	4-7
4.4.7	INGRESO AL MODO DE PRUEBA (TEST MODE)	4-7
4.4.8	SALIDA DEL MODO DE PRUEBA (TEST MODE)	4-7

4.5 CALIBRACIÓN DE PRUEBA INICIAL

4.5.1	DESCRIPCIÓN	4-8
-------	-------------------	-----

4.6 PRUEBAS GENERALES DEL RELÉ

4.6.1	NOTA	4-9
4.6.2	T1: PRUEBA DEL ESTADO DE LA MMI Y DE LA PANTALLA	4-9
a	VERIFICACIÓN DE ESTADO	4-9
b	ESTADO DE ADVERTENCIA	4-9
c	PRUEBA DE LA PANTALLA	4-10
4.6.3	T2: PRUEBAS DE SALIDA DIGITAL	4-11
4.6.4	T3: PRUEBAS DE ENTRADA DIGITAL	4-13
4.6.5	T4: PRUEBA DE ENTRADA AL SISTEMA DE CA	4-15

4.7 PRUEBAS DE PROTECCIÓN

4.7.1	DESCRIPCIÓN	4-17
4.7.2	T5: PRUEBA DIFERENCIAL DEL GENERADOR 87G	4-18
4.7.3	T6: ALARMA POR DESEQUILIBRIO DE CORRIENTE 46A	4-20
4.7.4	T7: DISPARO POR DESEQUILIBRIO DE CORRIENTE 46T	4-20
4.7.5	T8: PÉRDIDA DE PROTECCIÓN DE CAMPO ZONA 1 40-1	4-22
4.7.6	T9: PÉRDIDA DE PROTECCIÓN DE CAMPO ZONA 2, 40-2	4-23

4.7.7	T10: SUPERVISIÓN DE FUERZA INVERSA Y DISPARO SECUENCIAL 32-1.....	4-23
4.7.8	T11: FUERZA INVERSA 32-2	4-24
4.7.9	T12: SOBRECORRIENTE DE TIEMPO CON RESTRICCIÓN DE TENSIÓN 51V	4-24
4.7.10	T13: ENERGIZACIÓN ACCIDENTAL AE.....	4-25
4.7.11	T14: PUESTA A TIERRA ESTATOR ZONA 1 64G1	4-27
4.7.12	T15: PUESTA A TIERRA ESTATOR ZONA 2 64G2.....	4-28
4.7.13	T16: ALARMA POR SOBREENCITACIÓN VOLTIOS/HERTZ 24A	4-30
	RESULTADOS DE LA PRUEBA:.....	4-30
4.7.14	T17: DISPARO POR SOBREENCITACIÓN EN VOLTIOS/HERTZ 24T .	4 - 31
4.7.15	T18: SOBRETENSIÓN DE SECUENCIA POSITIVA 59	4-32
	RESULTADOS DE LA PRUEBA.....	4-32
4.7.16	T19: BAJA FRECUENCIA UNIDAD#1 81 -1 U	4-33
4.7.17	T20: BAJA FRECUENCIA UNIDAD#2 81-2U.....	4-33
4.7.18	T21: BAJA FRECUENCIA UNIDAD#3 81-3U.....	4-34
4.7.19	T22: BAJA FRECUENCIA UNIDAD#4 81-4U.....	4-34
4.7.20	T23: SOBREFRECUENCIA UNIDAD#1 81-10.....	4-35
4.7.21	T24: SOBREFRECUENCIA UNIDAD#281-20	4-35
4.7.22	T25: SOBREFRECUENCIA UNIDAD#381-30	4-36
4.7.23	T26: SOBREFRECUENCIA UNIDAD#481-40	4-36
4.7.24	T27: FALLA FUSIBLE TRANSFORMADOR DE TENSIÓN VTFF	4-37
4.7.25	T28: SOBRECORRIENTE TOC A TIERRA 51GN	4-37
4.7.26	T29: BAJA TENSIÓN 27	4-38
4.7.27	T30: TERCER ARMÓNICO NEUTRAL BAJA TENSIÓN 27TN	4-38
4.8 FIN DE LA PRUEBA DE ACEPTACIÓN		
4.8.1	DESCRIPCIÓN.....	4-40

5. PRUEBAS PERIÓDICAS

5.1 INTRODUCCIÓN

5.1.1	DESCRIPCIÓN	5-1
5.1.2	PRUEBAS GENERALES	5-1
5.1.3	PRUEBAS DE FUNCIONES DE PROTECCIÓN	5-1
5.1.4	INSTRUCCIONES GENERALES	5-1

5.2 PRUEBAS DEL RELÉ

5.2.1	T1: ESTADO DEL RELÉ Y DE LA MMI	5-2
	a VERIFICACIÓN DE ESTADO	5-2
	b PRUEBA DE LA PANTALLA	5-2
5.2.2	T2: PRUEBA DE SALIDA DIGITAL.....	5-3
5.2.3	T3: PRUEBA DE ENTRADA DIGITAL	5-4
5.2.4	T4: PRUEBA DE ENTRADA AL SISTEMA DE CA	5-5

5.3 PRUEBAS DE UNIDAD DE MEDICIÓN

5.3.1	DESCRIPCIÓN.....	5-6
5.3.2	T5: PRUEBA DIFERENCIAL DEL GENERADOR 87G	5-6
5.3.3	T6: ALARMA POR DESEQUILIBRIO DE CORRIENTE 46A	5-6
5.3.4	T7: DISPARO POR DESEQUILIBRIO DE CORRIENTE 46T	5-7
5.3.5	T8: PÉRDIDA DE EXCITACIÓN 40-1	5-8
5.3.6	T9: PRUEBA DE FUERZA INVERSA 32-1	5-9
5.3.7	T10: SOBRECORRIENTE DE TIEMPO CON RESTRICCIÓN DE TENSIÓN 51V	5-10
5.3.8	T11: PUESTA A TIERRA ESTATOR ZONA 1 64G1	5 - 11
5.3.9	T12: PUESTA A TIERRA ESTATOR ZONA 2 64G2.....	5 - 11
5.3.10	T13: ALARMA POR SOBREENCITACIÓN EN VOLTIOS/HERTZ 24A... ..	5-12
5.3.11	T14: DISPARO POR EXCITACIÓN EN VOLTIOS/HERTZ 24T	5-13
5.3.12	T15: SOBRETENSIÓN DE SECUENCIA POSITIVA 59	5-14
5.3.13	T16: BAJA FRECUENCIA UNIDAD#1 81 -1 U	5-14
5.3.14	T17: SOBREFRECUENCIA UNIDAD#1 81-10.....	5-15
5.3.15	T18: FALLA FUSIBLE TRANSFORMADOR DE TENSIÓN VTFF	5-15
5.3.16	T19: SOBRECORRIENTE TOC A TIERRA 51GN	5-16

5.3.17 T20: BAJA TENSIÓN DE SECUENCIA POSITIVA 275-17

5.4 FIN DE LAS PRUEBAS PERIÓDICAS

5.4.1 FIN DE LAS PRUEBAS PERIÓDICAS5-18

6. SERVICIO

6.1 REPUESTOS

6.1.1 DESCRIPCIÓN 6-1

6.2 PRUEBAS AUTOMÁTICAS DE LOS RELÉS

6.2.1 DESCRIPCIÓN 6-2

6.3 SOLUCIÓN DE PROBLEMAS

6.3.1 DESCRIPCIÓN 6-4

6.3.2 USO DEL COMANDO DE ESTADO DE LA INFORMACIÓN 6-4

6.3.3 SERVICIO DE UNA FALLA CRÍTICA 6-5

6.3.4 SERVICIO DE UNA ADVERTENCIA DE FALLA NO CRÍTICA 6-5

6.3.5 SERVICIO DE FALLAS DE ESTADO DEL SISTEMA 6-6

6.4 CÓDIGOS DE ERROR

6.4.1 MENSAJES DE ERROR DURANTE LA PUESTA EN MARCHA 6-7

6.4.2 MENSAJES DE ERROR DURANTE LA OPERACIÓN 6-9

7. ESPECIFICACIONES

7.1 DGP ESPECIFICACIONES

7.1.1 DESCRIPCIÓN 7-1

7.1.2 FUNCIONES DE PROTECCIÓN Y RANGOS DE CALIBRACIÓN 7-2

8. INTERFAZ

8.1 PANTALLA

8.1.1 DESCRIPCIÓN 8-1

8.2 LEDs INDICADORES Y TECLA DE REINICIALIZACIÓN DE INDICADORES

8.2.1 LEDs INDICADORES8-2

8.2.2 TECLA DE REINICIALIZACIÓN DE INDICADORES 8-2

8.3 TECLADO

8.3.1 DESCRIPCIÓN 8-3

8.3.2 TECLA [CLR] 8-3

8.3.3 TECLA [PRT] 8-4

8.3.4 TECLAS DE FLECHAS8-4

8.3.5 TECLA [ENT] 8-4

8.3.6 TECLAS DE ENTRADA DE DATOS 8-4

8.3.7 TECLA [END]8-5

8.3.8 TECLA [SET] 8-5

8.3.9 TECLA [ACT] 8-7

1. DESHABILITAR SALIDAS 8-7

2. HABILITAR SALIDAS 8-7

3. DISPARO8-8

4. REINICIALIZACIÓN 8-8

5. FECHA Y HORA 8-8

6. PRUEBA DEL RELÉ 8-9

7. PRUEBA DE LA MMI 8-9

8. REPARACIÓN DE LAS CALIBRACIONES CRC 8-9

9. INGRESAR LA CONTRASEÑA 8-10

10. CAMBIAR LA CONTRASEÑA8-10

11. PRUEBA DE SALIDA DIGITAL8-10

8.3.10	TECLA [INF].....	8-12
1.	SOLICITUD DE ESTADO DEL DGP.....	8-12
2.	SOLICITUD DE INFORMACIÓN SOBRE LA FALLA.....	8-12
3.	SOLICITUD DE VALORES ACTUALES.....	8-13
4.	SOLICITUD DE EVENTOS.....	8-13
5.	VER CONTRASEÑA.....	8-13
6.	SOLICITAR MODELO/VERSIÓN DEL DGP.....	8-13
7.	ID DE LA ESTACIÓN.....	8-13
8.	ID DEL GENERADOR.....	8-13

8.4 MENSAJES DE ERROR

8.4.1	DESCRIPCIÓN.....	8-15
-------	------------------	------

8.5 CONTRASEÑAS

8.5.1	DESCRIPCIÓN.....	8-16
8.5.2	TABLA DE CONVERSIÓN DE CONTRASEÑAS ENCRIPADAS.....	8-17

9. COMUNICACIONES

9.1 INTRODUCCIÓN

9.1.1	PUENTES DE HARDWARE.....	9-1
9.1.2	CONEXIONES DE MÓDEM Y CALIBRACIONES.....	9-1
9.1.3	MODEM DE PC.....	9-1
9.1.4	MODEM DE DGP.....	9-2
9.1.5	CONEXIONES CON MÓDEM NULO.....	9-2
9.1.6	COMUNICACIONES RS485.....	9-4

9.2 COMUNICACIONES MODBUS

9.2.1	INTRODUCCIÓN.....	9-5
9.2.2	FORMATO DE TRAMA DE DATOS Y VELOCIDAD DE DATOS.....	9-5
9.2.3	FORMATO DE PAQUETE DE DATOS.....	9-5
a	DIRECCIÓN ESCLAVO.....	9-5
b	CÓDIGO DE FUNCIÓN.....	9-6
c	DATOS.....	9-6
d	CRC HI Y CRC LO.....	9-6
9.2.4	VERIFICACIÓN DE ERRORES.....	9-6
9.2.5	TRAMA DE DATOS.....	9-6

9.3 FUNCIONES MODBUS

9.3.1	CÓDIGO DE FUNCIÓN 03/04: LECTURA DE REGISTROS DE RETENCIÓN/ENTRADA.....	9-7
a	DESCRIPCIÓN.....	9-7
b	CONSULTA.....	9-7
c	RESPUESTA.....	9-7
9.3.2	CÓDIGO DE FUNCIÓN 05: LAZO DE FUERZA ÚNICA.....	9-8
a	DESCRIPCIÓN.....	9-8
b	CONSULTA.....	9-8
c	RESPUESTA.....	9-8
9.3.3	CÓDIGO DE FUNCIÓN 06: ALMACENAMIENTO DE PTO. AJUSTE ÚNICO.....	9-9
a	DESCRIPCIÓN.....	9-9
b	CONSULTA.....	9-9
c	RESPUESTA.....	9-9
9.3.4	CÓDIGO DE FUNCIÓN 16: DETERMINACIÓN PREVIA DE PUNTOS DE AJUSTE MÚLTIPLES.....	9-10
a	DESCRIPCIÓN.....	9-10
b	CONSULTA.....	9-10
c	RESPUESTA.....	9-10
9.3.5	CÓDIGO DE FUNCIÓN 56: RETRANSMISIÓN DEL ÚLTIMO PAQUETE.....	9-10
a	DESCRIPCIÓN.....	9-10
b	CONSULTA.....	9-10
c	RESPUESTA.....	9-10

9.4 ERRORES MODBUS

9.4.1	RESPUESTAS DE ERROR.....	9-11
-------	--------------------------	------

9.5 MAPEO DE LA MEMORIA MODBUS

9.5.1	TIPOS DE DATOS	9-12
9.5.2	ORGANIZACIÓN DEL MAPA DE LA MEMORIA	9-13
9.5.3	REGISTROS DE ENTRADA DE VALOR FIJO	9-13
9.5.4	MAPA DE REGISTROS DEL INFORME DE VALOR ACTUAL	9-13
9.5.5	MAPA DE LA MEMORIA DEL INFORME DE EVENTOS	9-14
9.5.6	MAPA DE LA MEMORIA DEL ESTADO DE FALLA	9-14
9.5.7	MAPA DE REGISTRO DEL INFORME DE FALLAS	9-14
9.5.8	MAPA DE LA MEMORIA DEL INFORME OSCILOGRÁFICO	9-15
a	REGISTROS DE CONTROL	9-15
b	ENCABEZADO DE OSCIOGRAFÍA	9-15
c	CALIBRACIONES DE OSCIOGRAFÍA	9-15
d	DATOS OSCILOGRÁFICOS	9-16
e	EJEMPLO DE COMUNICACIÓN	9-16
9.5.9	REGISTRO DE CÓDIGOS DE EVENTO Y ESTADOS	9-17
a	CÓDIGOS DE EVENTO	9-17
b	REGISTROS SP (ESTADO)	9-20
c	CALIBRACIONES OSC	9-23
9.5.10	CONTRASEÑA DE LA MMI	9-24
9.5.11	CALIBRACIONES	9-24
9.5.12	MAPA DE REGISTRO DE ID DE LA ESTACIÓN Y DEL GENERADOR	9-24
9.5.13	FECHA Y HORA	9-24
9.5.14	MAPA DE LA MEMORIA	9-25

9.6 COMANDOS DE LAZO

9.6.1	DESCRIPCIÓN	9-49
-------	-------------------	------

9.7 CALIBRACIONES DE FÁBRICA (SÓLO PRUEBAS EN FÁBRICA GE)

9.7.1	DESCRIPCIÓN	9-50
-------	-------------------	------

10. SOFTWARE GE-LINK

10.1 INTRODUCCIÓN

10.1.1	GENERAL	10-1
10.1.2	REQUISITOS DEL SISTEMA	10-1
a	HARDWARE	10-1
b	SOFTWARE	10-1
10.1.3	INSTALACIÓN	10-1

10.2 OPERACIÓN GENERAL

10.2.1	PUENTES DE PROTECCIÓN	10-2
10.2.2	INTERFAZ DEL USUARIO DE GE-LINK	10-2
10.2.3	AGREGAR/MODIFICAR UN SITIO (UBICACIÓN)	10-2
10.2.4	BORRAR UN SITIO (UBICACIÓN)	10-3

10.3 CONEXIÓN IED

10.3.1	CONEXIÓN EN SERIE	10-4
10.3.2	CONEXIÓN CON MÓDEM	10-4
10.3.3	MODOS IED	10-5
10.3.4	AGREGAR/MODIFICAR UN IED	10-5
a	AGREGAR UN IED	10-5
b	MODIFICAR LAS PROPIEDADES DEL IED	10-6
c	BORRAR UN IED	10-6
10.3.5	RECUPERAR INFORMACIÓN	10-6

10.4 MANIPULACIÓN DE LAS CALIBRACIONES

10.4.1	MODO EDIT	10-8
10.4.2	MODO SETTINGS	10-8

10.5 EJECUCIÓN DE OPERACIONES

10.5.1	DESCRIPCIÓN	10-9
10.5.2	CAMBIAR CONTRASEÑA	10-9

ÍNDICE DE CONTENIDOS

10.5.3	DISPARO MANUAL	10-9
10.5.4	HABILITAR SALIDAS.....	10-9
10.5.5	DESABILITAR SALIDAS	10-9
10.5.6	CAMBIAR FECHA Y HORA.....	10-10
10.5.7	CAMBIAR ID DEL GENERADOR/ESTACIÓN	10-10
10.5.8	PRUEBA DEL RELÉ	10-10
10.5.9	PRUEBA DE SALIDA DIGITAL.....	10-10
10.5.10	REINICIALIZACIÓN DIGITAL	10-10

10.6 OBTENCIÓN DE INFORMACIÓN

10.6.1	DESCRIPCIÓN	10 - 11
10.6.2	VALORES ACTUALES	10 - 11
10.6.3	IDENTIFICACIÓN DE INFORME DE FALLAS	10 - 11
10.6.4	INFORME DE FALLAS	10 - 11
10.6.5	REGISTRO DE EVENTOS.....	10 - 11
10.6.6	DATOS OSCILOGRÁFICOS	10-12
10.6.7	ESTADO DEL DGP	10-12
10.6.8	MODELO DEL DGP	10-12
10.6.9	ID DE LA ESTACIÓN/GENERADOR.....	10-12
10.6.10	CONTRASEÑA DE LA MMI	10-12

A. TABLAS Y FIGURAS

A.1 TABLAS Y FIGURAS

A. 1.1	LISTA DE TABLAS.....	A-1
A.1.2	LISTA DE FIGURAS	A-1

B. REVISIONES

B.1 NOTAS SOBRE LOS CAMBIOS

B.1.1	HISTORIA DE LAS REVISIONES	B-1
B.1.2	AGREGADOS AL MANUAL DEL DGP	B-1
B.1.3	CAMBIOS AL MANUAL DEL DGP	B-3

C. PREGUNTAS FRECIENTES SOBRE EL DGP

C.1 PREGUNTAS FRECUENTES SOBRE EL DGP

C.1.1	PREGUNTAS FRECUENTES.....	C-1
C.1.2	PREGUNTAS NO TAN FRECUENTES	C-4

D. GARANTÍA

D.1 GARANTÍA DGP

El siguiente procedimiento describe el modo de desembalar e instalar el DGP.

1. Desembalar y examinar el relé DGP Digital Generator Protection. Asegurarse de que cada módulo esté correctamente asentado en el relé antes de aplicar energía.
2. Aplicar la potencia de CC nominal al relé por las terminales de entrada de la alimentación. Ver el diagrama elemental correspondiente en la Sección 1.5: DIAGRAMAS ELEMENTALES en la página 1-23 donde se indica la ubicación de estas terminales. El valor nominal de la CC (Vps) para el relé se encuentra en la placa de datos ubicada dentro de la tapa frontal sobre el lado derecho.
3. Las calibraciones y funciones de control del DGP están protegidas con contraseñas tanto en la MMI como en el acceso remoto. El relé se envía con las contraseñas por omisión de fábrica, que deben cambiarse antes de cualquier cambio de calibración o de que pueda ejecutarse un comando de control (únicamente en la versión GE Modem). A continuación aparece la lista de contraseñas por omisión:

MODO	CONTRASEÑA
MMI – SETTING	1234.
MMI – MASTER	5678.
REMOTE LINK –VIEW	VIEW!
REMOTE LINK – SETTING	SETT!
REMOTE LINK – CONTROL	CTRL!

Los caracteres "." y "!" forman parte de las contraseñas por omisión.

4. Las instrucciones sobre el modo de uso del teclado para cambiar las calibraciones y poner el relé en el modo de prueba (test mode) pueden encontrarse en la Sección 4.3.2: CAMBIOS DE CALIBRACIÓN en la página 4-3. Las instrucciones completas sobre el modo de operación del teclado se encuentran en la Sección 8.3: TECLADO en la página 8-3.
5. Para comunicarse con el relé desde una PC, conectar el relé a un puerto en serie de una computadora IBM compatible con un cable módem nulo del DGP. La conexión puede realizarse al conector D de 25 patillas en la parte posterior del relé (PL-1) o al conector D de 9 patillas en el frente (COM).
6. Ver la Figura 9-1: CABLEADO DE COMUNICACIONES DEL DGP en la página 9-3 para el cableado interno.
7. El GE-Link, software de comunicaciones requerido para acceder al relé desde una PC, está incluido en el disco compacto GE Power Management Products o está disponible en el sitio GE Power Management en www.ge.com/indsys/pm. Seguir las instrucciones en 10.1.3: INSTALACIÓN en la página 10-1 para cargar el GE-Link en la PC.
8. Para acceder al relé, seguir las instrucciones en la Sección 4.4: USO DEL GE-LINK en la página 4-5.
9. Este manual de instrucciones describe las funciones disponibles en los modelos de DGP con los grupos A, B y C de funciones estándar. Ver la Guía de Selección de Nomenclatura que se muestra a continuación para determinar las funciones incluidas en cada modelo en particular.

1.1.2 CÓDIGOS DE PEDIDO Y GUÍA DE SELECCIÓN

Tabla 1-1: CÓDIGOS DE PEDIDO

Unidad base	DGP	*	*	*	*	*	*	Unidad base
	DGP							
Características nominales - Corriente	1							1 corriente nominal en amperios
	5							5 corriente nominal en amperios
Alimentación	0							Una alimentación, 48 V CC
	1							Una alimentación, 110 a 125 V CC
	2							Una alimentación, 220 a 250 V CC
	3							Dos alimentaciones, 48 V CC
	4							Dos alimentaciones, 110 a 125 V CC
Bloques de prueba			A					Con bloques de prueba
			B	A				Sin bloques de prueba
Protocolo				B				Protocolo módem GE
				A				Protocolo RTU Modbus (solamente DGP***BCA)
Funciones y características				B				Funciones y características – ver guía de
				C				selección a continuación
Revisión					A			Revisión DGP Firmware A

Tabla 1-2: GUÍA DE SELECCIÓN DEL DGP

FUNCIONES Y CARACTERÍSTICAS	A	B	C
Diferencial estator 87G	✓	✓	✓
Desequilibrio de corriente 46	✓	✓	✓
Pérdida de excitación 40-1 , 40-2	✓	✓	✓
Fuerza inversa 32	2	1	2
Restricción de tensión de sobrecorriente 51V	✓	✓	✓
Conexión a tierra estator 64G1 CD ^①	✓	✓	✓
Conexión a tierra estator 64G2 ^②	✓	-	✓
Conexión a tierra estator 27TN ^③	-	✓	✓
Sobrecorriente neutral 51 GN	-	✓	✓
Sobreexcitación 24 (Voltios/Hz)	✓	✓	✓
Sobretensión 59	✓	✓	✓
Baja tensión 27	-	✓	✓
Baja frecuencia 81 –U	4	2	4
Sobre frecuencia 81 –O	4	2	2
Lógica de energización accidental	✓	✓	✓
Lógica de disparo secuencial	✓	✓	✓
Falla de fusible del transformador de tensión (VTFF – Voltage transformer fuse failure)	✓	✓	✓
Captura de datos oscilográficos	✓	✓	✓
Puertos de comunicación RS232	2	2	2
Salida impresora	✓	-	✓
Entrada IRIG-B	✓	✓	✓
DEC1000 compatible	-	-	✓

① 64G1 es la sobretensión de frecuencia fundamental, también conocida como 59GN

② 64G2 usa un algoritmo comparador de 3er armónico para mejorar la seguridad

③ 27TN es la sobretensión de 3er armónico supervisada por una ventana ajustable de suministro de potencia

Además del modelo DGP estándar descrito por los códigos antes enumerados, hay disponibles varios modelos especiales. Algunos de estos aparecen a continuación con una breve descripción.

DGP*AAA-0101 y DGP***AAA-0102**

Este modelo es similar al DGP***AAA estándar, excepto por los siguientes cambios principales:

- Todas las entradas digitales están calculadas para una tensión nominal de 110 a 125 V CC en lugar de la estándar de 48 a 250 V CC.
- La lógica para la función 51V está modificada para eliminar la supervisión del detector de fallas.
- Para la segunda entrada de alimentación opcional se suministran terminales separadas.

Ver el libro de instrucciones GEK-105552 para obtener detalles adicionales.

DGP*ABA-0005**

Este modelo es similar al DGP***ABA estándar, excepto por los siguientes cambios principales:

- Incluye la función 27TN puesta a tierra del estator.
- Incluye la captura de datos oscilográficos y la entrada IRIG-B.
- Adecuado para la aplicación con entrada nominal de 208 V CA

Ver libro de instrucciones GEK-105587 para obtener detalles adicionales.

1.1.4 UNIDAD DE EXPANSIÓN DE CONTACTO DEC 1000

La DEC 1000 es una unidad de expansión del relé para el DGP, formada por cinco relés C y seis relés A. Estos contactos pueden utilizarse para señalización o para indicar alarmas. Cualquiera de las funciones de protección disponibles en el relé DGP acompañante puede seleccionarse para la asignación de relés de salida DEC. La DEC 1000 se conecta vía el puerto PL2 de la impresora del DGP.



NOTA

La unidad de expansión DEC 1000 sólo es compatible con las unidades DGP*****C.

El Sistema DGP Digital Generator Protection™ (Protección del Generador Digital) es un sistema de relé digital basado en un microprocesador que utiliza el muestreo de la forma de onda de las entradas de corriente y de tensión para brindar protección, control y monitoreo de los generadores. Estas muestras se utilizan para computar los fasores de corriente y tensión utilizadas para los algoritmos de la función de protección. El sistema DGP™ utiliza una interfaz hombre-máquina (MMI - man-machine interface) y el software GE-Link para la comunicación local y remota respectivamente.

Este manual de instrucciones describe todas las funciones disponibles en los diversos modelos estándar del DGP. Ver la GUÍA DE SELECCIÓN en la sección anterior para determinar las funciones incluidas en cada modelo en particular.

El sistema DGP está diseñado para ser utilizado en unidades generadoras hidroeléctricas, a gas o vapor. Este sistema digital puede proteger cualquier tamaño de generador.

En los títulos restantes de esta sección y en el Capítulo 2: CÁLCULO DE LAS CALIBRACIONES, se presentan consideraciones más detalladas sobre su aplicación.

En la siguiente página se muestra un diagrama de cableado típico de un relé DGP.

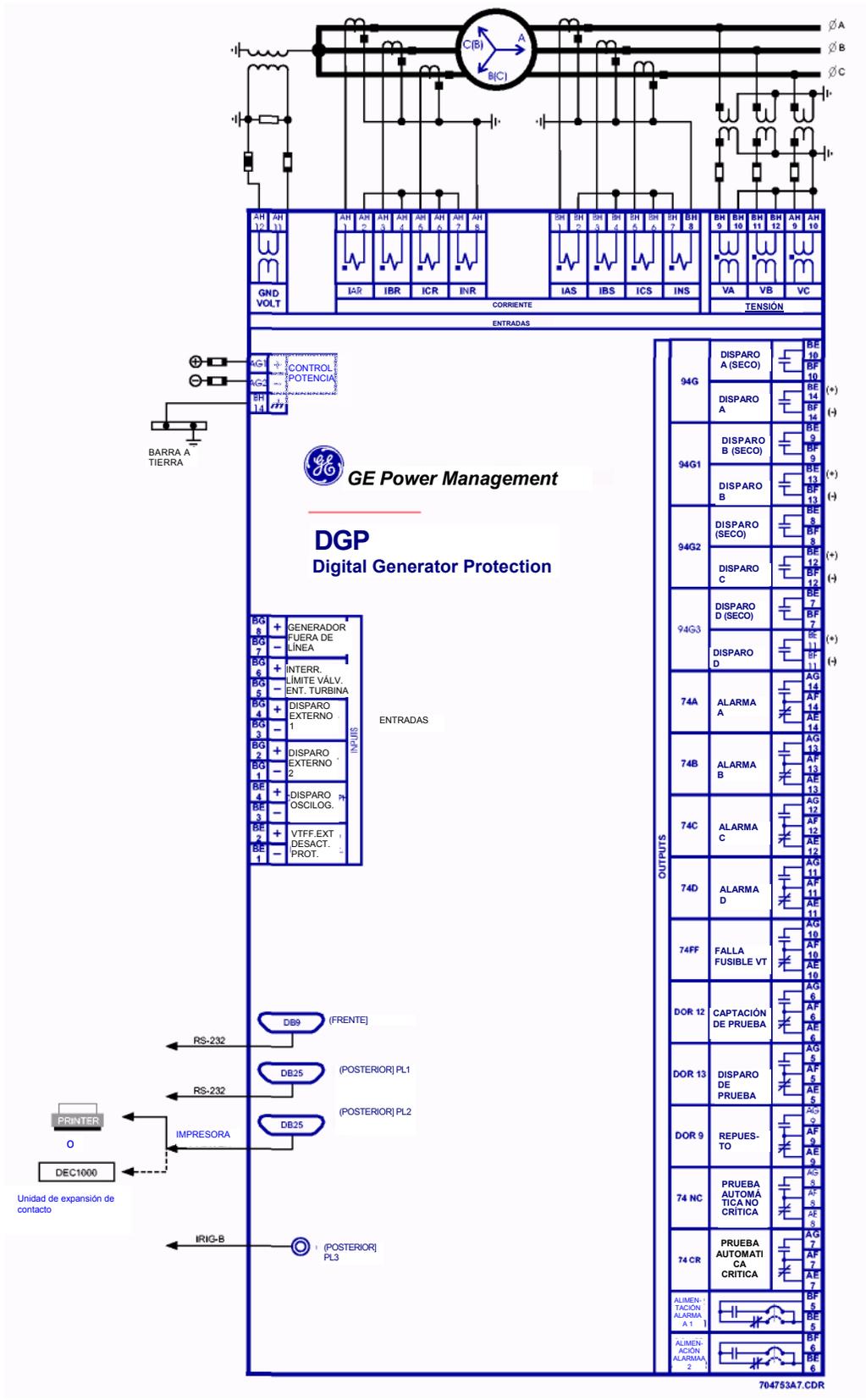


Figura 1-1: DIAGRAMA DE CABLEADO TÍPICO

1 Las siguientes funciones de protección están incluidas en el sistema DPG

Tabla 1-3: FUNCIONES DE PROTECCIÓN DEL DGP

FUNCIÓN DE PROTECCIÓN	CÓDIGO(S) ANSI
Diferencial del estator	87G
Desequilibrio de corriente	46
Pérdida de excitación	40
Fuerza inversa	32
Sobrecorriente de tiempo con restricción de tensión	51V
Puesta a tierra del estator	64G1 , 64G2, 27TN
Sobrecorriente a tierra	51GN
Sobreexcitación	24
Sobretensión	59
Baja tensión	27
Sobre y baja frecuencia	81
Falla fusible del transformador de tensión	VTFF
Energización accidental	AE

A continuación se muestra un diagrama de línea única para el DGP.

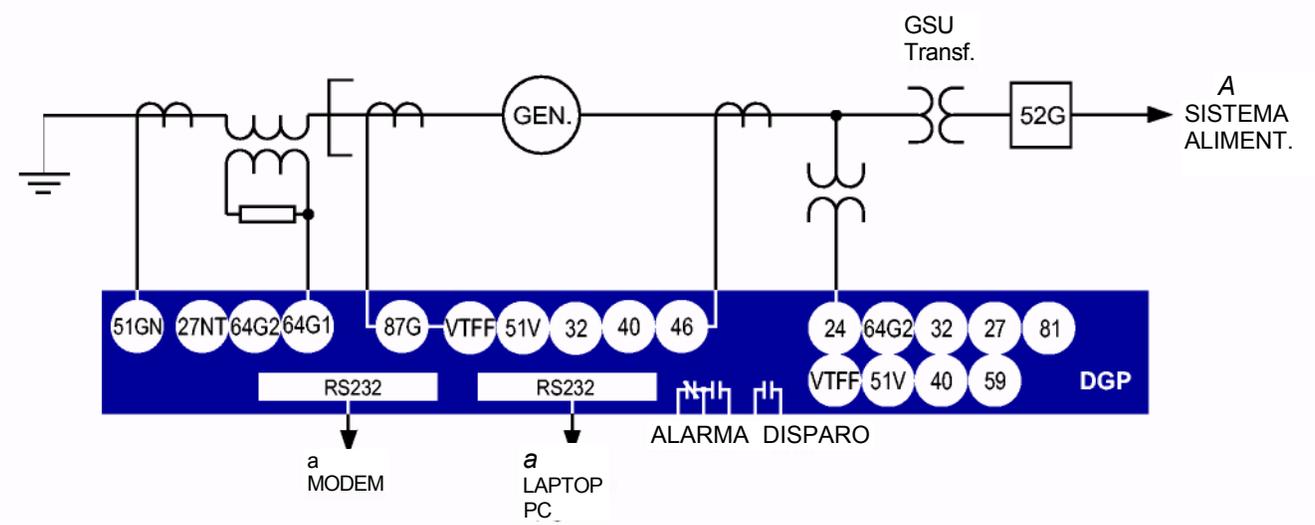


Figura 1-2: DIAGRAMA DE LÍNEA ÚNICA

1.3.2 DIFERENCIAL DEL ESTATOR (87G)

Esta función ofrece protección de alta velocidad para el estator del generador durante las fallas internas fase a fase y trifásicas. Utiliza un algoritmo de restricción de producto con doble pendiente descrito en la Sección 2.3.2: DIFERENCIAL DEL ESTATOR 87G en la página 2-13. Ver la Figura 1-3: DIAGRAMA DE LÓGICA SIMPLE - 87G, 32, 27, 59, Y AE en la página 1-12 para el diagrama lógico de esta función.

La función 87G no operará en el caso de fallas vuelta a vuelta en los devanados de la máquina.

Tampoco operará en el caso de fallas monofásicas a tierra si el sistema no está puesto a tierra o está puesto a tierra con alta impedancia. La protección fase a tierra que brinda esta función requiere que el neutro de la máquina (u otra máquina operando en paralelo) esté puesto a tierra. Una pequeña porción del devanado próxima al neutro no estará protegida, la cantidad está determinada por la tensión necesaria para hacer que la corriente de captación mínima fluya a través de la impedancia del neutro a tierra. Los dispositivos de limitación de corriente en el circuito neutro-tierra aumentan esta impedancia y disminuirán la cobertura de la protección de falla a tierra de esta función.

1.3.3 DESEQUILIBRIO DE CORRIENTE (46T)

Existen diversas causas para el desequilibrio en un generador. Algunas de estas son las cargas desequilibradas, las fallas desequilibradas del sistema y /o los circuitos abiertos. El componente de secuencia negativa (I_2) de la corriente del estator está directamente relacionado con este desequilibrio y establece un campo de flujo electrónico contra-rotativo en la máquina. Esto a su vez, provoca el calentamiento local del hierro del rotor. La capacidad de las máquinas de soportar el calentamiento provocado por las corrientes de desequilibrio se expresa, por lo general, en términos de una constante $I_2^2 T$, y es indicada por el fabricante de la máquina.

La función de disparo por desequilibrio en la corriente (46T) del DGP ofrece características de tipo operativo expresadas como $I_2^2 T = K$, según se muestra en la Figura 2-6: CARACTERÍSTICA DE CORRIENTE DE TIEMPO DE LA FUNCIÓN 46T en la página 2-19. Con el fin de aproximar el enfriamiento de la máquina después de una condición de desequilibrio de corriente intermitente, se incorpora una reinicialización lineal. Además de la 46T, el sistema DGP también incluye una función de alarma por desequilibrio de la corriente, 46A, que está operada por el componente de secuencia negativa (12) con una captación y un retardo ajustables. Ver la Figura 1-4 :DIAGRAMA DE LÓGICA SIMPLE - 46, 40, Y 51V en la página 1-13 para el diagrama de lógica.

1.3.4 PÉRDIDA DE EXCITACIÓN (40)

Esta función se utiliza para detectar la pérdida de excitación en máquinas sincrónicas. Incluye dos características mho, cada una con alcance, desplazamiento y retardo ajustables. Se suministra la lógica para bloquear esta función mediante la presencia de una tensión de secuencia negativa (que indica una condición VTFF falla de fusible en el transformador de tensión) y/o una entrada digital VTFF DI6 externa (ver Figura 1-4: DIAGRAMA DE LÓGICA SIMPLE - 46, 40, Y 51V en la página 1-13).

La excitación puede perderse debido a un disparo inadvertido del interruptor de campo, a un circuito abierto o a un corto circuito en el devanado en el campo, a una falla en el regulador o a la pérdida de la fuente del devanado en el campo. La pérdida de excitación puede ser perjudicial para la máquina y/o causar un detrimento en la operación del sistema. Cuando un generador sincrónico pierde excitación, tenderá a actuar como un generador de inducción: funcionará por encima de la velocidad normal, operará a una potencia reducida y recibirá su excitación (VARS) del sistema. La impedancia de un relé considerando un generador dependerá de las características de la máquina, el flujo de carga previo a la pérdida de excitación y el tipo de falla en la excitación.

Los estudios indican que la función mho de la primera zona (40-1) puede fijarse para detectar los casos graves de falla en la excitación con un retardo menor, mientras que en la segunda zona (40-2), pueden fijarse para detectar todos los casos de falla en la excitación. Para la función 40-2 se requiere un retardo mayor, por cuestiones de seguridad durante las condiciones de oscilación del sistema estable de alimentación. La Figura 2-7: CARACTERÍSTICAS MHO PARA LAS FUNCIONES 40-1 Y 40-2 en la página 2-21 muestra las características de esta función.

1.3.5 FUERZA INVERSA (32)

Ante una pérdida total o parcial del motor primario, si la potencia generada es menor que las pérdidas en vacío de la máquina, la potencia real comenzará a fluir hacia el generador. La fuerza motriz típica de los diferentes tipos de motores primarios se muestra en la tabla que aparece a continuación. Para una aplicación en particular, la fuerza motriz mínima del generador debe solicitarse al proveedor de la unidad.

El sistema DGP incluye una función de fuerza inversa con retardo ajustable. Según el número de modelo se incorporan uno o dos (32-1 Y 32-2) puntos de ajuste independientes.

Tabla 1-4: FUERZA MOTRIZ TÍPICA

TIPO DE MOTOR PRIMARIO	FUERZA MOTRIZ EN % CARACTERÍSTICAS NOMINALES DE LA UNIDAD
Turbina de gas	10 a 100
Diesel	15 a 25
Turbina hidráulica	2 a 100
Turbina de vapor	0,5 a 4

El 32-1 puede configurarse como parte de lógica de disparo secuencial según se muestra en la Figura 1-3: DIAGRAMA DE LÓGICA SIMPLE - 87G, 32, 27, 59, Y AE en la página 1-12. Si se utiliza la lógica de disparo secuencial, el 32-1 se habilita cuando la entrada digital DI2 indica el cierre de las válvulas de entrada a la turbina después de un disparo de la turbina. La secuencia de disparo continúa luego cuando el crono medidor TL1 agota su tiempo. El 32-2, en caso de estar incluido, no depende de la DI2 y su intención primaria es respaldar el disparo secuencial. Si el disparo secuencial no está habilitado, el 32-1 puede utilizarse como fuerza inversa similar a 32-2.

1.3.6 SOBRECORRIENTE DE TIEMPO CON RESTRICCIÓN DE TENSIÓN 51V

Un sistema debe estar protegido de la contribución prolongada del generador a una falla. El DGP incorpora una función de sobrecorriente de tiempo con restricción de tensión (51V) para ofrecer parte de la protección de soporte del sistema. Como se muestra en la Figura 1-4: DIAGRAMA DE LÓGICA SIMPLE - 46, 40, Y 51 V en la página 1-13, esta función está supervisada por un detector de fallas y VTFF. La supervisión de la VTFF puede hacerse con una función VTFF (DI6) interna y/o externa. Ver Sección 2.3.7: SOBRECORRIENTE CON RESTRICCIÓN DE TENSIÓN (51V) en la página 2-22 para las curvas características de 51V. Tener en cuenta que para cada fase se procesa un algoritmo aparte, con la restricción suministrada por la tensión de fase correspondiente. La restricción es proporcional a la magnitud de la tensión y es independiente del ángulo de fase. Para esta función se incorpora una reinicialización lineal.

1.3.7 PUESTA A TIERRA DEL ESTÁTOR (64G/27TN)

Esta función consta de dos zonas que se superponen (64G1 y 64G2/27TN) para detectar las fallas a tierra del estator en un sistema de generador de puesta a tierra de alta impedancia. El 64G1 es estándar en todos los modelos de DGP; sin embargo, la función 64G2/27TN se provee sólo en algunos. En conjunto, las dos zonas cubren el 100% de los devanados del estator. Ver la Figura 1-5: DIAGRAMA DE LÓGICA SIMPLE - 64G1, 64G2, 51GN, Y 24 en la página 1-14.

Normalmente, el neutro del estator del generador tiene un potencial cercano al de la puesta a tierra. Al ocurrir una falla a tierra del estator, habrá un aumento potencial del neutro para todas las fallas excepto para aquellas cercanas al neutro. La función 64G1 utiliza una sobretensión neutra de frecuencia fundamental para cubrir aproximadamente un 95% del devanado del estator, según el ajuste de la tensión de captación. Alternativamente, la función 64G1 puede utilizarse como detector de conexión a tierra del bus del generador en un sistema puesto a tierra de alta impedancia o sin conexión a tierra. Para esta aplicación, la entrada VN debe ser una tensión de secuencia cero derivada del bus del generador, y las funciones 64G2/27TN deben estar deshabilitadas.

La función 64G2 se basa en el porcentaje de tensión del tercer armónico en el neutro del generador (VN3) comparado con el total de tensión del tercer armónico generado. Esta función está diseñada para cubrir un 15% del extremo neutro de los devanados del estator, y está supervisada por umbrales de tensión fundamentales y del tercer armónico. Estos umbrales se fijan en 30 y 0,5 voltios respectivamente. El método comparador del tercer armónico elimina la necesidad de conocer las características del armónico del generador para utilizar o determinar esta función. **Debe tenerse en cuenta que para la correcta operación de la función 64G2 se requieren VTs conectados en estrella.**

La 27TN es la función de baja tensión neutra del tercer armónico con una supervisión de potencia anticipada y puede utilizarse con VTs conectados en estrella o en triángulo. El porcentaje de devanados cubiertos por esta función depende del ajuste del umbral así como la VN3 generada por la máquina al momento de la falla. La magnitud de VN3 en condiciones normales es una función de varios factores, tales como el tipo de generador, la corriente de carga, el factor de potencia de la carga, el estado del sistema, etc. Puede ser muy pequeña (casi cero) en ciertas condiciones. Para mejorar la seguridad durante condiciones de tensión baja VN3, esta función puede inhibirse por una ventana configurable de alimentación. Sin embargo, debe advertirse que otras condiciones que influyen sobre la tensión VN3 pueden tornar insegura a 27TN. En estos casos, debe considerarse la función 64G2 (disponible para algunos modelos; ver guía de nomenclatura del DGP) o algún otro medio.

La entrada digital DI1 puede configurarse para bloquear 64G2/27TN cuando el generador está fuera de línea. Esto se incorpora con el fin de mejorar la seguridad de las funciones en condiciones tales como el arranque estático de un generador accionado por una turbina a gas. La desconexión a tierra temporal del neutro del generador durante el arranque estático puede verse como una falla a tierra cercana al neutro.

1.3.8 SOBRECORRIENTE A TIERRA (51GN)

La 51 GN es una función de sobrecorriente inversa disponible en algunos modelos. Puede utilizarse para detectar fallas a tierra del estator en un sistema de generador a tierra de alta o baja resistencia. Ver la Figura 1-5: DIAGRAMA DE LÓGICA SIMPLE - 64G1, 64G2, 51 GN, Y 24 en la página 1-14 para ver el diagrama de lógica simple y la Figura 2-16: CARACTERÍSTICAS DE LA CORRIENTE DE TIEMPO 51 GN en la página 2-39 para ver las características de corriente de tiempo inversa.

Esta función utiliza corriente INR que puede derivarse por conexión residual o utilizando el neutro de un generador de un CT según se indica en las Figuras 1-9: DIAGRAMA ELEMENTAL CON BLOQUES DE PRUEBA, VTs CON CONEXIÓN EN ESTRELLA y 1-12: DIAGRAMA ELEMENTAL SIN BLOQUES DE PRUEBA, VTs CON CONEXIÓN EN TRIÁNGULO.

Debido a que esta función es independiente de las entradas de corriente de fase, puede conectarse alternativamente a un CT en el neutro del transformador elevador del generador.

1.3.9 SOBREEXCITACIÓN (24)

La sobreexcitación puede estar causada por una falla en el regulador, rechazo de la carga o una excesiva excitación cuando el generador está fuera de línea. También puede resultar de la velocidad en disminución mientras el regulador o un operador intentan mantener la tensión nominal del estator. La cantidad de Voltios/Hertz es proporcional al flujo magnético en el generador y en los núcleos del transformador elevador y se utiliza para detectar la condición de sobreexcitación. Ver Figura 1-5: DIAGRAMA DE LÓGICA SIMPLE - 64G1, 64G2, 51 GN, Y 24 para los detalles.

La protección contra la sobreexcitación incluye las funciones de disparo (24T) y alarma (24A). La 24T consta de una función inversa y de una función instantánea con retardo. La combinación de estas dos características permite al ajuste de 24T seguir de cerca la curva de límite de V/Hz del generador y/o transformador elevador. Tanto la 24A como la 24T se computan para cada una de las tensiones trifásicas (ver Tabla 2-3: TENSIONES 24A en la página 2-30).

La función 24T puede configurarse para operar diferentes relés de salida para condiciones en las que el generador esté en línea o fuera de línea. Esta función incorpora una opción de reinicialización lineal que puede fijar el usuario para simular el enfriamiento de la máquina. Las figuras en la Sección 2.3.12: DISPARO POR SOBREEXCITACIÓN (VOLTIOS/HERTZ: 24T) muestran las características de esta función.

1.3.10 SOBRETENSIÓN (59)

Esta función consta de una sobretensión de secuencia positiva con una opción de tiempo inverso o definido que puede seleccionar el usuario. Ver la Figura 1-3: DIAGRAMA DE LÓGICA SIMPLE - 87G, 32, 27, 59, Y AE en la página 1-12 para el diagrama de lógica y la Figura 2-15: 59 CARACTERÍSTICAS DE TIEMPO-TENSIÓN en la página 2-35 para las características tiempo-tensión inversa. La función de sobretensión puede considerarse como un respaldo a la función Voltios/Hz. Algunas de las causas posibles de esta condición son una perturbación del sistema o la falla del regulador.

1.3.11 BAJA TENSIÓN (27)

Esta función consta de una baja tensión de secuencia positiva con una opción de tiempo inverso o definido que puede seleccionar el usuario. Ver la Figura 1-3: DIAGRAMA DE LÓGICA SIMPLE - 87G, 32, 27, 59, Y AE en la página 1-12 para el diagrama de lógica y la Figura 2-17: 27 CARACTERÍSTICAS DE TIEMPO-TENSIÓN en la página 2-40 para las características tiempo-tensión inversas. Para esta función se incorpora una característica de reinicialización lineal.

1.3.12 SOBRE Y BAJA FRECUENCIA (81)

Esta función ofrece protección contra la sobre y la baja frecuencia, cada una con un retardo ajustable. Se ofrecen dos o cuatro pasos de sobre y baja frecuencia según el modelo. Todas las funciones de frecuencia están supervisadas por un nivel de tensión de secuencia positiva ajustable. Este nivel de corte por baja tensión y/o entrada digital DI1 puede utilizarse para bloquear las funciones de frecuencia durante la puesta en marcha. La perturbación de la frecuencia puede ocurrir debido a una falla en el sistema o a un aislamiento de la unidad, o una unidad sin conectar puede operar a una frecuencia anormal debido al mal funcionamiento del control de velocidad. La Figura 1-6: DIAGRAMA DE LÓGICA SIMPLE - 81-O Y 81-U en la página 1-15 muestra el diagrama de lógica para esta función.

1.3.13 FALLA DEL FUSIBLE DEL TRANSFORMADOR DE TENSIÓN (VTFF)

Las funciones 40 y 51V pueden operar ante una pérdida total o parcial del potencial de CA causada por uno o más fusibles quemados. El DGP ofrece la posibilidad de bloquear el disparo mediante estas funciones cuando se detecta una falla en el fusible; todas las otras funciones se les permite dispararse. La Figura 1-7: DIAGRAMA DE LÓGICA SIMPLE – FALLA DEL FUSIBLE DEL VT en la página 1-16 muestra el diagrama de lógica para la función VTFF.

Si se pierde el potencial de CA en una o más fases, la tensión de secuencia negativa (V2) se eleva y/o la tensión de secuencia positiva (V1) cae. $V2 > 15V$ o $V1 < 50V$ proveen la indicación básica de la condición del la VTFF. Esta señal está supervisada por un Detector de Perturbación (DD – Disturbance Detector) y un detector de corriente de secuencia positiva del generador (11) (ver compuerta AND/Y de triple entrada en el diagrama de lógica). La supervisión del DD y las 11 señales ofrecen seguridad contra las operaciones falsas durante una falla o cuando el generador está fuera de servicio respectivamente. La seguridad está mejorada por el uso de los crono medidores A/0 y B/0 que se muestran en el diagrama de lógica.

La señal DD se deriva de una combinación de los niveles de corriente de secuencia, los cambios en los niveles y las banderas de captación de las diversas funciones de protección según se muestra en el diagrama de lógica.

La lógica de la VTFF permite la integración de un contacto externo de la VTFF. Cualquiera de las dos señales de falla del fusible o ambas señales pueden configurarse para bloquear el disparo de las funciones 40 y 51V.

La detección de la VTFF energiza el relé 74FF (Alarma de falla de fusible), desenergiza el relé 74CR (alarma crítica) y pone en rojo al LED (diodo emisor de luz) que indica el estado, a pesar de que ninguna de las funciones de protección salvo 40 y 51V se ve afectada.

1.3.14 ENERGIZACIÓN ACCIDENTAL (AE)

1

El DGP incluye la lógica para detectar la energización accidental del generador (ver Figura 1-3: DIAGRAMA DE LÓGICA SIMPLE - 87G, 32, 27, 59, Y AE en la página 1-12). Cuando un generador se energiza mientras está parado o a velocidad reducida, se comporta y acelera como un motor de inducción. La tensión terminal de la máquina y la corriente durante un hecho de este tipo serán una función de las impedancias del generador, del transformador y del sistema.

Para detectar la energización accidental se utiliza una señal de sobrecorriente instantánea (50). La señal la arma una señal lógica derivada de la tensión de secuencia positiva y de la entrada DI1 GEN OFF LINE (generador fuera de línea). Estas dos señales de "armado" pueden configurarse en modo AND/Y u OR/O mediante la Calibración 2703: AE ARM. La función 50 se arma 5 segundos después de que el generador se pone fuera de servicio. La lógica se desarma automáticamente durante una secuencia normal de arranque cuando el detector de tensión capta y/o el generador está en línea.

Para que opere la lógica AE, deben tomarse precauciones especiales para garantizar que el sistema DGP y los circuitos de disparo asociados permanezcan en servicio cuando el generador está fuera de servicio. Además, la entrada del generador fuera de línea, DI1, debe ser confiable. También debe advertirse que la bandera de captación de la función 51V se utiliza como señal 50; por lo tanto esta lógica se deshabilitará automáticamente si se deshabilita la función 51V.

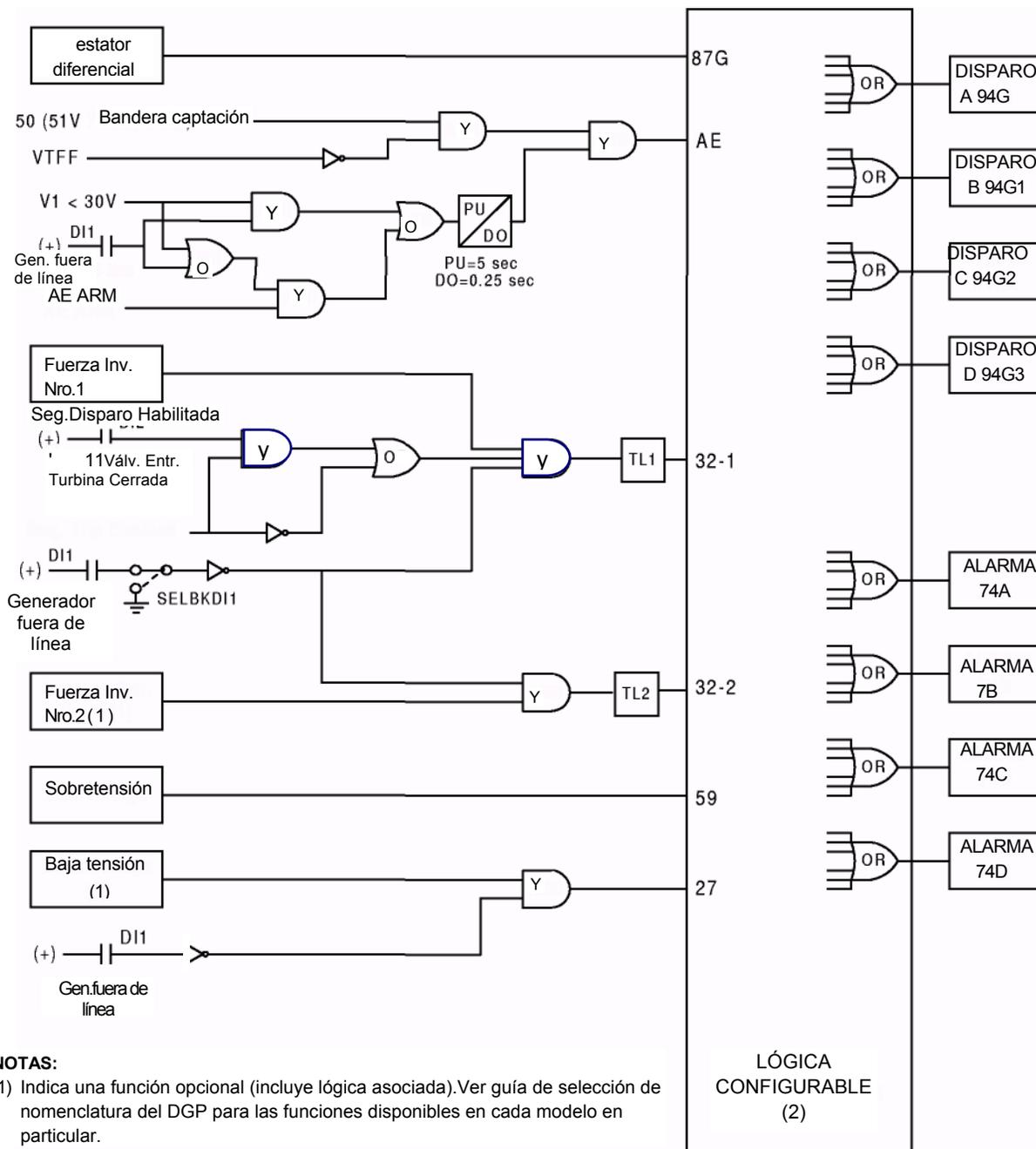


Figura 1-3: DIAGRAMA DE LÓGICA SIMPLE - 87G, 32, 27, 59, Y AE

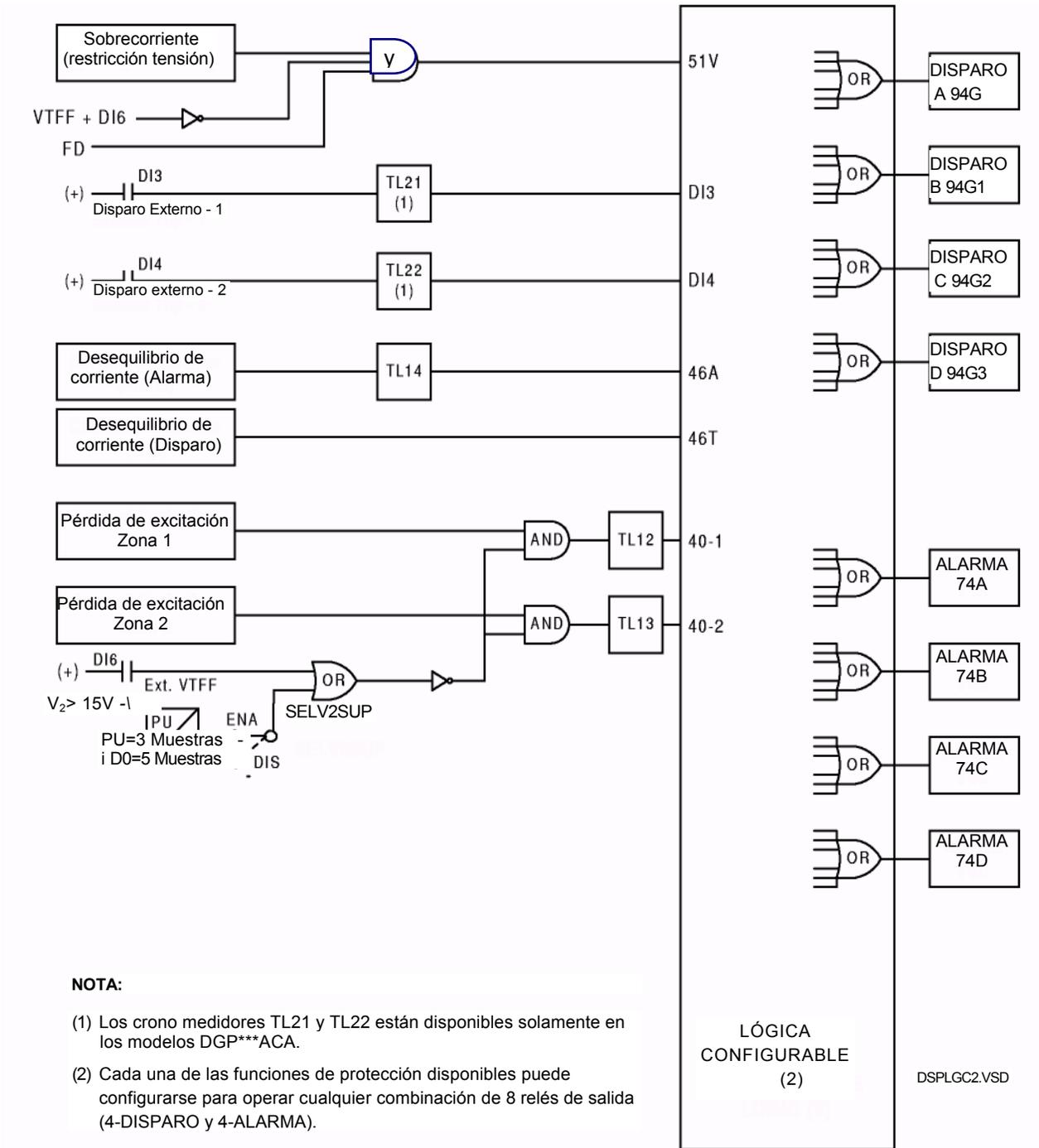


Figura 1-4: DIAGRAMA DE LÓGICA SIMPLE - 46, 40, Y 51V

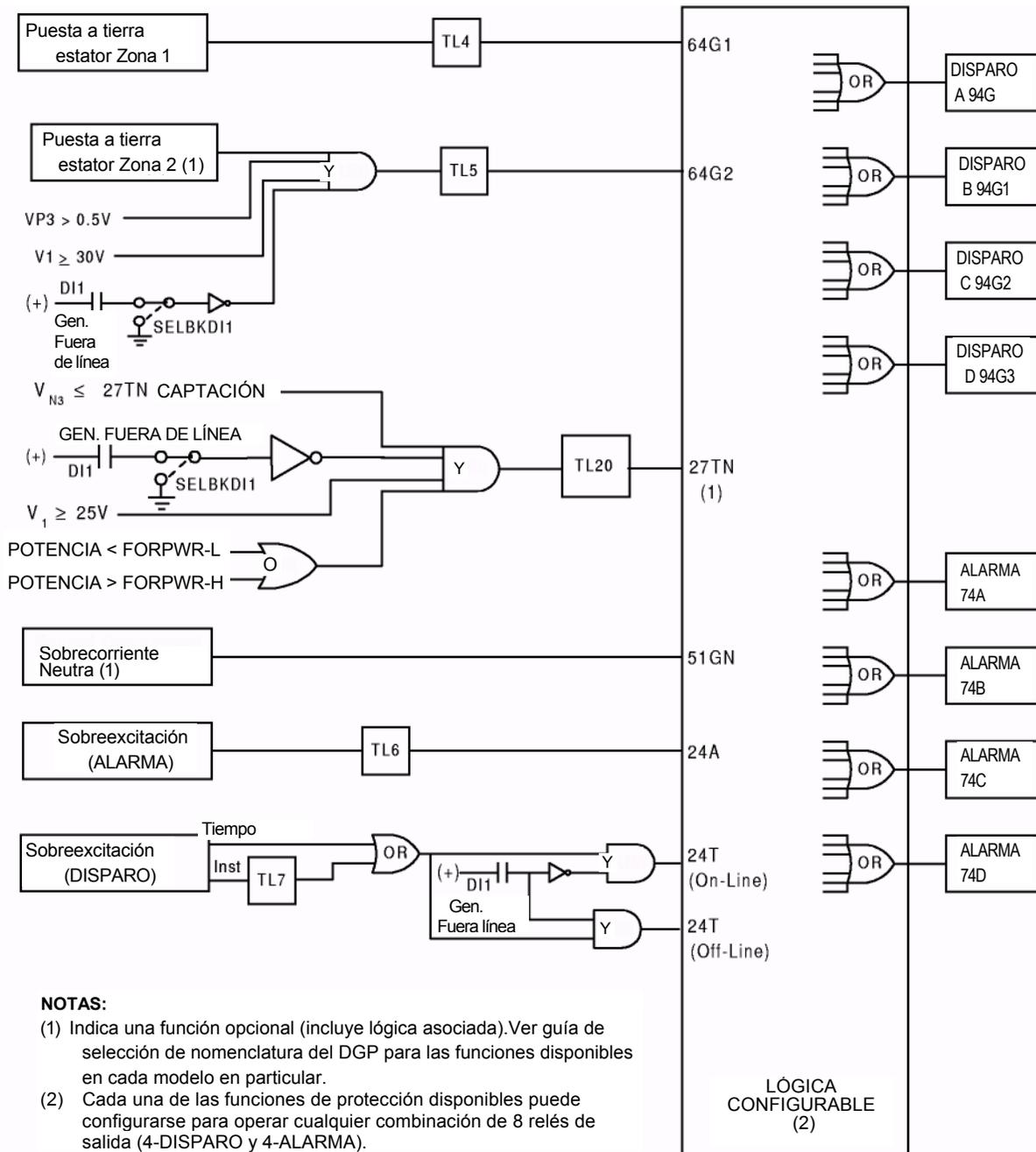


Figura 1-5: DIAGRAMA DE LÓGICA - 64G1, 64G2, 51 GN, Y 24

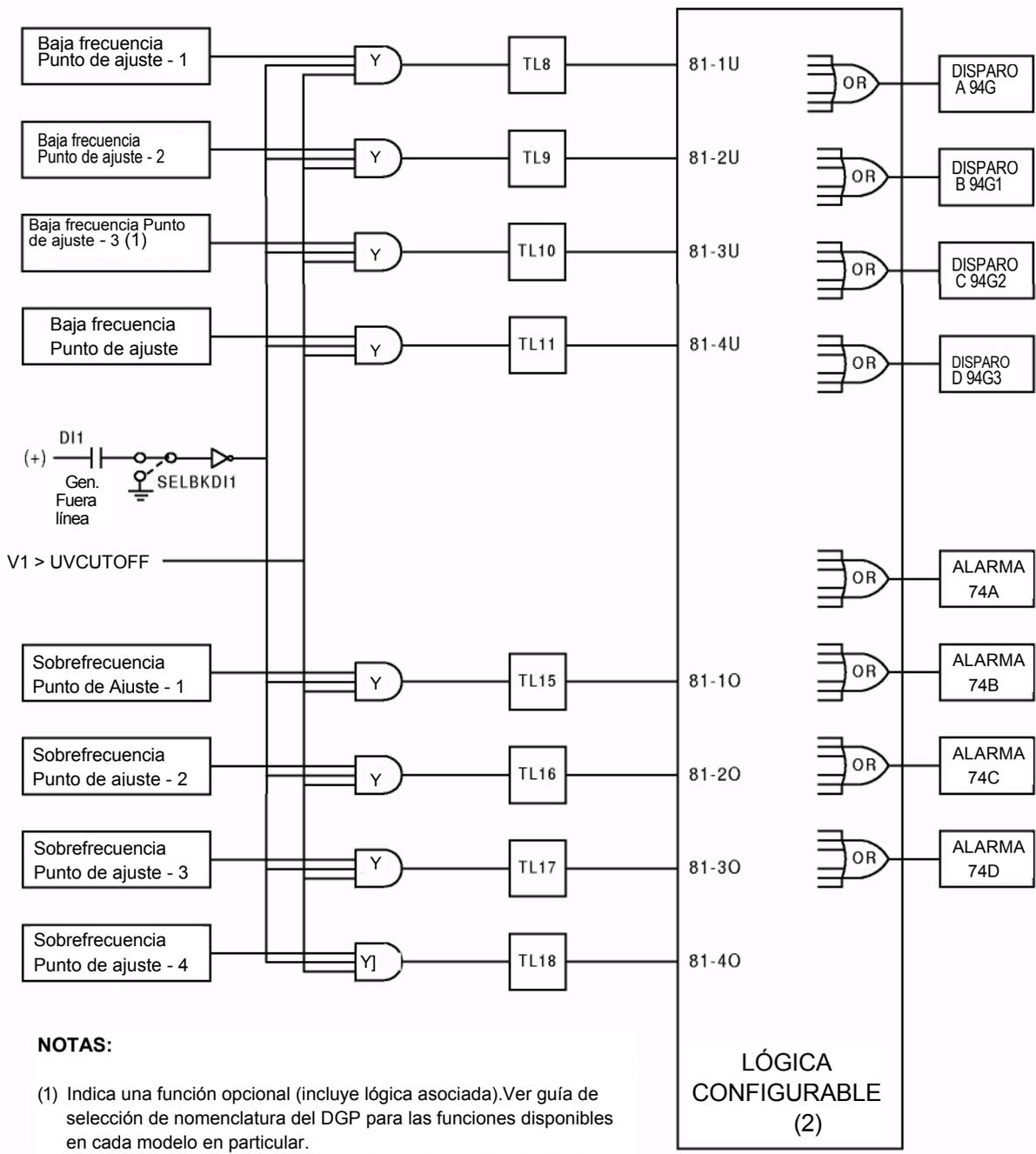


Figura 1-6: DIAGRAMA DE LÓGICA SIMPLE - 81-O Y 81-U

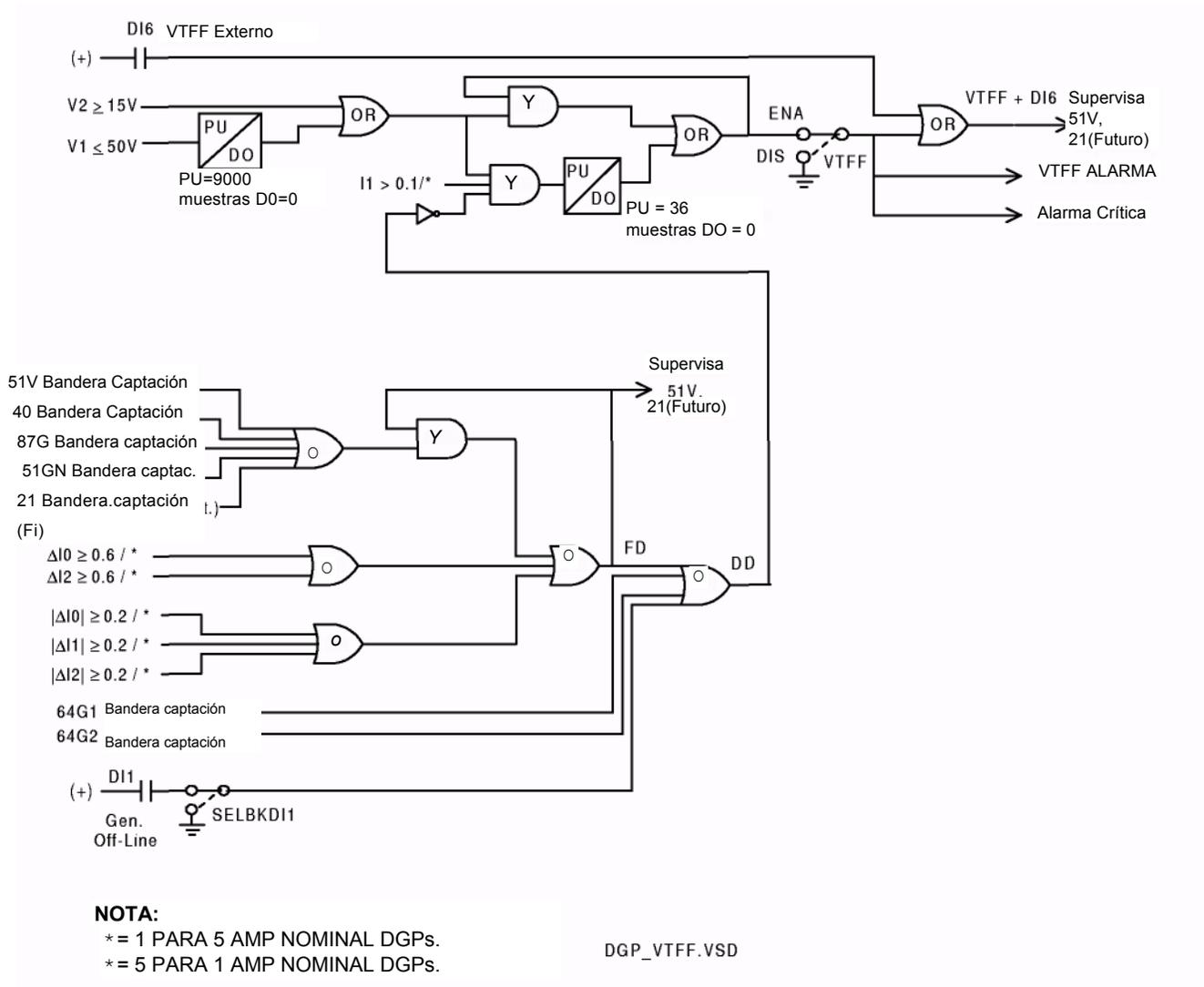


Figura 1-7: DIAGRAMA DE LÓGICA SIMPLE - FALLA FUSIBLE VT

El sistema DGP toma ocho entradas de corriente y cuatro de tensión (ver Sección 1.5: DIAGRAMAS ELEMENTALES). Las corrientes de entrada en las terminales BH1, BH3, y BH5 (I_{AS} , I_{BS} , e I_{CS}) se utilizan para procesar las funciones 46, 40, 32, y 51V. Como se indica en los diagramas elementales, estas corrientes pueden derivarse de los CTs del lado del sistema o del lado del neutro, según se desee. Los CTs del lado del sistema o del lado del neutro pueden utilizarse para estas funciones si está habilitada la función de Diferencial del estator (87G).

Las entradas de corriente I_{NS} y I_{NR} se derivan de las conexiones residuales de los respectivos CTs de fase y no requieren CTs neutros dedicados. La corriente de secuencia cero del lado del sistema y/o del neutro de los devanados del estator del generador se calcula y luego se compara con los valores I_{NS} y/o I_{NR} medidos por el DGP como parte de la prueba automática en segundo plano.

La corriente I_{NR} se utiliza para procesar la función 51GN (no disponible en los modelos DGP***AAA). Si se desea, puede utilizarse un CT neutro dedicado para la entrada I_{NR} .

Las entradas de tensión de fase del DGP pueden ser en estrella o en triángulo y se derivan de la tensión del terminal del generador. V_N se deriva del transformador de puesta a tierra neutro del generador.

Puede conectarse una señal de sincronización de tiempo al DGP para la sincronización hasta dentro de 1 ms de un relé de referencia. Puede utilizarse la señal del sistema IRIG-B o G-NET de GE. Esta señal es requerida sólo si es necesaria para sincronizar el DGP con un reloj de referencia externo.

Pueden conectarse seis entradas digitales al DGP. Dos de estas entradas (DI3 y DI4) se asignan para el posible rastreo de señales de DISPARO/ALARMA externas para aprovechar la configuración de salida o la opción de secuencia de eventos. Las entradas de generador fuera de línea (DI1), la indicación de cierre de válvula de entrada a la turbina (DI2), y la VTFF externa (DI6) se utilizan para varias funciones lógicas de los relés. También puede utilizarse una entrada de contacto, (DI5), para disparar la característica opcional de oscilografía. En algunos modelos, la entrada DI6 puede configurarse como VTFF externa o DISABLE ALL PROTECTION (DESHABILITAR TODA PROTECCIÓN) (ver Sección 1.5: DIAGRAMAS ELEMENTALES para obtener más detalles).

Los circuitos de entrada digitales están calculados universalmente para tensiones de control nominal de 48 a 250 V CC.

1.4.2 RELÉS DE SALIDA

El sistema DGP incluye ocho relés de salida que puede configurar el usuario. Cuatro de estos relés (94G, 94G1, 94G2 y 94G3) son de alta velocidad (4 ms) y están calculados con una carga de disparo con dos contactos en forma de A cada uno. Los cuatro restantes (74A, 74B, 74C y 74D) son de velocidad estándar (8 ms) con un contacto en forma de C cada uno, destinados a las alarmas. Cada una de las funciones de protección puede configurarse para operar cualquier cantidad de estos relés de salida. Las salidas de disparo tienen, entre otros, los siguientes fines:

- 94G: disparar un relé de bloqueo para parar la máquina
- 94G1: disparar el interruptor de campo
- 94G2: disparar el interruptor o interruptores del generador principal
- 94G3: operar un relé de bloqueo para disparar la turbina.

Además de los relés de salida configurables, se incluyen cinco relés con carga de alarma pre-definida con un contacto en forma de C cada uno. Estos relés de alarma incluyen alarmas con pruebas automáticas no críticas (74CR y 74NC), la alarma de VTFF (74FF), y las alarmas por pérdida de alimentación (PS1 y PS2). El contacto en forma de C de cada uno de los relés de la alarma, excepto PS1 y PS2, están cableados al bloque terminal. Se utiliza un puente de cables para seleccionar el contacto en forma de A o en forma de B de cada uno de los relés PS1 y PS2, según se muestra en la Figura 3-3: MÓDULO DE ALIMENTACIÓN en la página 3-4.

Todos los relés de alarma, excepto 74CR, PS1 y PS2, se energizan cuando existe la condición de alarma adecuada. Los relés 74CR, PS1 y PS2, sin embargo, se energizan en condiciones normales y se desconectarán cuando exista una condición de alarma.

También se incluyen dos relés adicionales (TEST PICKUP (captación de prueba) y TEST TRIP (disparo de prueba)) que pueden configurarse para operar mediante una bandera de captación y una salida de disparo con función de protección seleccionada. Estas dos salidas tienen el propósito de facilitar la prueba de la función de protección seleccionada.

También hay disponible una Unidad de Expansión de Contacto que puede utilizarse con los modelos DGP***ACA. La Unidad de Expansión de Contacto General Electric DEC1000 ofrece once relés de salida adicionales que pueden configurarse en fábrica según las especificaciones del usuario. Ver el Catálogo “GE Power Management Product”, el CD “GE Power Management Products” o el libro de instrucciones GEK-105561 para obtener detalles adicionales sobre el DEC1000.

1.4.3 PRUEBAS AUTOMÁTICAS DURANTE LA PUESTA EN MARCHA

La prueba más completa del DGP se realiza durante el arranque. Debido a que el DGP no está realizando ninguna actividad de protección en ese momento, las pruebas (tales como las pruebas de RAM) que normalmente interrumpirían el procesamiento durante la operación se realizan durante la puesta en marcha. Todos los procesadores participan en el proceso de pruebas automáticas durante la puesta en marcha. Los procesadores comunican sus resultados unos a otros de modo que cualquier falla encontrada pueda informarse al usuario, y para garantizar que cada procesador finaliza con éxito las pruebas automáticas que tiene asignadas antes de que el DGP inicie su actividad de protección.

Durante el arranque, los microprocesadores realizan las pruebas automáticas de la puesta en marcha a sus elementos de programación asociados (PROM, RAM local, RAM compartido, controlador de interrupción, chip del crono medidor, puertos I/O en serie y en paralelo, memoria no volátil, circuitos I/O analógicos y digitales, hardware del MMI, etc.). Además, el sistema DGP verifica que los números de versión del PROM en todas las placas procesadoras sean compatibles. Los componentes probados durante la puesta en marcha se enumeran en la Tabla 6-1: PRUEBAS AUTOMÁTICAS DURANTE LA PUESTA EN MARCHA en la página 6-2.

En la mayoría de los casos, si se detecta una falla crítica en las pruebas automáticas, el DGP no continuará su puesta en marcha pero no causará una reinicialización. Se hará un intento de almacenar el estado del sistema, para inicializar la MMI y el hardware/software de las comunicaciones remotas para el estado de la comunicación, y para imprimir un mensaje de diagnóstico. El relé de alarma crítica se desenergizará.

En caso de no detectarse fallas, el DGP finaliza la inicialización de su hardware y su software. Luego, cada placa procesadora (DAP y SSP) habilitará las salidas. Como paso final, el DGP verificará los resultados de todas las pruebas para determinar si cambia a verde el LED de estado del panel frontal.

El procedimiento de puesta en marcha toma aproximadamente un minuto. Tan pronto como el SSP finaliza con éxito su prueba PROM e inicializa la pantalla, se mostrará el mensaje **INITIALIZING (inicializando)**. Una vez finalizada la inicialización del sistema DGP, la pantalla se pone en blanco y el relé comienza a adquirir y procesar datos.

1.4.4 PRUEBAS AUTOMÁTICAS DURANTE LA OPERACIÓN

Cada uno de los procesadores tiene un “tiempo de muerto” cuando el sistema está en estado de reposo; es decir, cuando el DGP no está realizando el procesamiento de una falla o posterior a una falla. Durante este tiempo muerto, cada procesador realiza las pruebas automáticas de segundo plano que no perturban el procesamiento en primer plano. Si alguna de las pruebas automáticas en segundo plano falla, la prueba se repite. Para declarar FAILED (FALLADO) a un componente, la prueba debe haber fallado tres veces consecutivas. En el caso de fallas críticas, el DGP fuerza una auto reinicialización para retomar la operación luego de la falla intermitente. Las actividades de reinicialización son idénticas a las actividades de puesta en marcha excepto que no se realizan todas las pruebas automáticas de la puesta en marcha.

El sistema DGP no informa al usuario de una reinicialización. Si la reinicialización es exitosa, no se imprime mensaje alguno, ni se registra estado de falla y no se genera la alarma crítica. Sin embargo, durante el procedimiento de reinicialización, el LED rojo en el panel de la MMI se encenderá y puede aparecer un código de falla en la pantalla de la MMI. Si la reinicialización no es exitosa, la placa procesadora se apagará, dejando el panel de la MMI mostrando la información de error. Remitirse a la Sección 6.4: CÓDIGOS DE ERROR en la página 6-7 para ver los códigos de error. Para evitar las reinicializaciones continuas en el caso de una falla sólida, tanto el hardware como el software permitirán sólo cuatro reinicializaciones en una hora. A la quinta reinicialización, el DGP no se iniciará, pero intentará inicializar la MMI, las comunicaciones y la salida de alarma crítica, como en el caso de una puesta en marcha con una falla crítica en la prueba automática.

Los componentes que se verifican en el segundo plano se enumeran en la Tabla 6-2: PRUEBAS AUTOMÁTICAS EN 2DO PLANO DURANTE LA OPERACIÓN en la página 6-3. La prueba del hardware de I/O se realiza en primer plano de modo que los procesadores sepan cuando un componente o puerto dado está en uso y por lo tanto, no está disponible para la prueba. Los componentes probados en primer plano se indican en la Tabla 6-3: PRUEBAS AUTOMÁTICAS EN 1ER PLANO DURANTE LA OPERACIÓN en la página 6-3. Algunas de las pruebas en primer plano se realizan en cada período de muestra mientras que otras se realizan con menor frecuencia. Del mismo modo que con las pruebas automáticas en segundo plano, la prueba fallida se repite y debe fallar tres veces consecutivas para ser considerada una falla. A pesar de no ser específicamente una prueba automática, el monitoreo de continuidad del circuito de disparo también se realiza como prueba en primer plano. Ver MONITOR DE CIRCUITO DE DISPARO en la sección correspondiente más adelante.

Además de las pruebas automáticas en segundo plano, el operador puede iniciar una prueba de respuesta visual de los componentes de la MMI. Ver Sección 4.6.2 T1: PRUEBA DE ESTADO Y PANTALLA DE LA MMI en la página 4-9 para ver los detalles.

1.4.5 FRECUENCIA DE MUESTREO ADAPTABLE

El sistema DGP muestrea las formas de onda de entrada analógica a una velocidad de 12 muestras por ciclo. Se utiliza una frecuencia de muestreo adaptable para mantener esta relación por sobre las frecuencias del sistema de potencia de 30,5 a 79,5 Hz. Como resultado de esta característica, la precisión de la medición de las entradas analógicas y las sensibilidades de las funciones de protección se mantienen por encima del rango de las frecuencias del sistema de potencia. Esta característica ofrece una protección mejorada contra las fallas durante las frecuencias fuera de lo normal (tal como las condiciones de puesta en marcha). La Figura 1-8: CARACTERÍSTICAS DE SENSIBILIDAD A LA FRECUENCIA muestra las variaciones de sensibilidad en las funciones de protección a diferentes frecuencias del sistema de potencia.

La frecuencia de muestreo se basa en 30,5 Hz para las frecuencias del sistema de potencia por debajo de 30,5 Hz y en 79,5 Hz para las frecuencias por encima de 79,5 Hz. En cualquiera de los casos, si la tensión de CA al DGP cae por debajo de aproximadamente 20 V, la frecuencia de muestreo se recalcula automáticamente en base a la frecuencia nominal del sistema (Calibración 102: **SYSFREQ**).

Puede accederse a la frecuencia de muestreo, que es 12 veces la frecuencia medida por el sistema, como uno de los Valores Presentes.

1.4.6 MONITOR DEL CIRCUITO DE DISPARO

El monitor del circuito de disparo está formado por monitores de tensión y corriente de CC (TVM y TCM respectivamente). Se monitorea cada uno de los contactos del disparo que tiene marcas de polaridad en los diagramas elementales (ver Sección 1.5: DIAGRAMAS ELEMENTALES). El TVM y el TCM pueden deshabilitarse selectivamente para cada uno de los circuitos del disparo.

En condiciones normales, la tensión de CC a través de cada uno de los contactos se monitorea continuamente. Si la tensión de CC es virtualmente cero, entonces el circuito del disparo ha “fallado abierto”. El TVM está activo solo cuando el generador está en línea, como lo indica la entrada DI1. Esta función tiene el propósito de reemplazar a la luz indicadora que por lo general se utiliza para el monitoreo del circuito de disparo. Está universalmente calculada para 48 a 250 V CC. Cuando el TVM detecta una anomalía, se genera una alarma no crítica.

Cuando el sistema DGP emite un disparo, se monitorea la corriente de CC a través de cada uno de los contactos de disparo adecuados. El relé de disparo se sella mientras fluye la corriente, para proteger el contacto. Es necesaria una corriente mínima de 150 mA para que el TCM reconozca la corriente del disparo. El estado del flujo de corriente del disparo después de la emisión de cualquier disparo se registra en la secuencia de eventos.

1.4.7 SECUENCIA DE EVENTOS

Esta función marca el momento y almacena los últimos 100 eventos en la memoria. La resolución del registro de tiempo es de 1 milisegundo. La lista de eventos contiene los eventos del sistema de potencia, las acciones del operador y las alarmas de las pruebas automáticas. Puede accederse a la secuencia de eventos, local o remotamente, con una PC por uno de los puertos RS232. En el Capítulo 8: INTERFAZ se da una descripción completa de esta función.

Frecuencia Vs Sensibilidad
Sistema Relé DGP

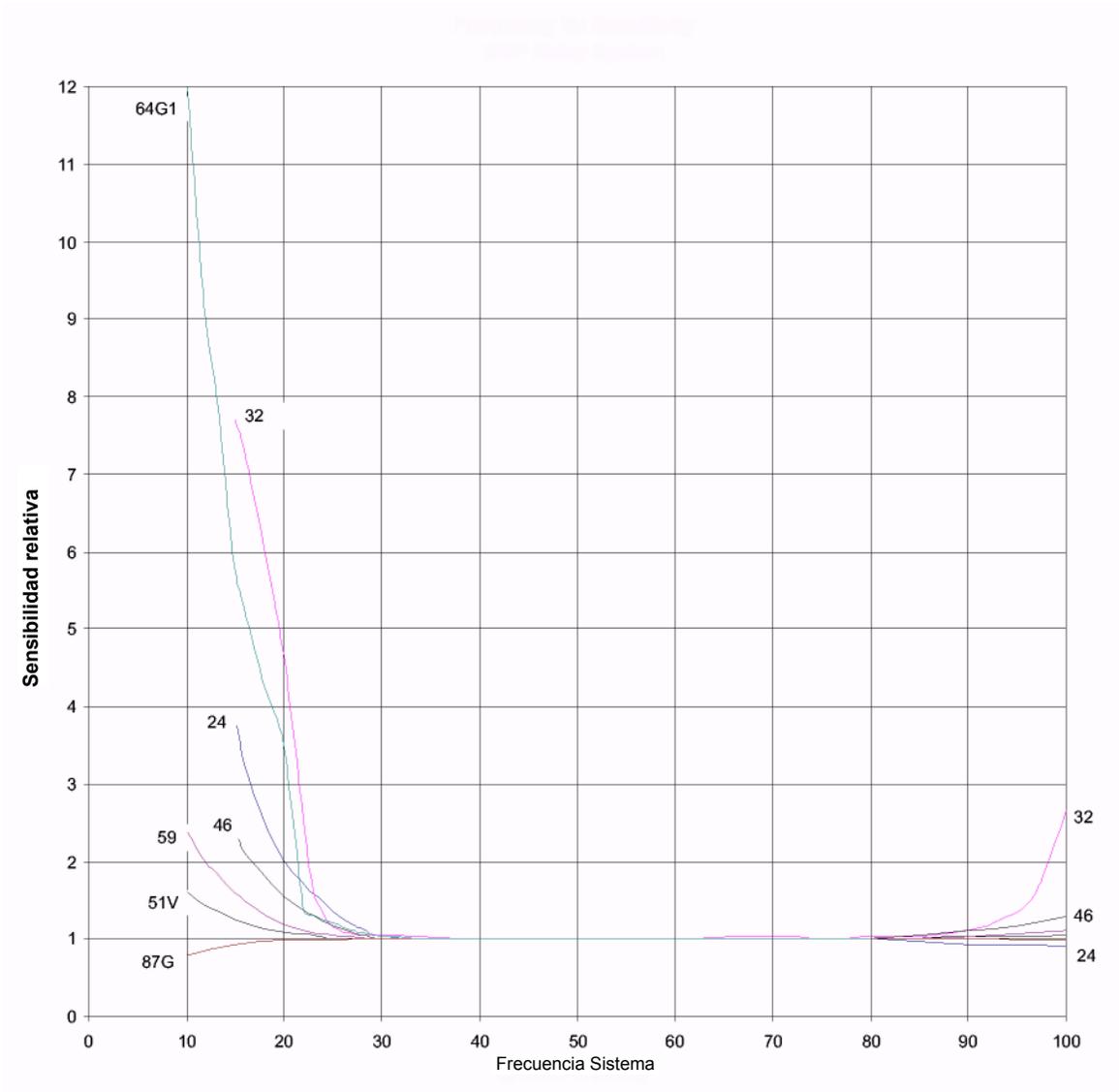


Figura 1-8: CARACTERÍSTICAS DE SENSIBILIDAD A LA FRECUENCIA

1

1.4.8 SINCRONIZACIÓN DE TIEMPO

El sistema DGP incluye un reloj en tiempo real que puede funcionar libremente o sincronizarse desde una señal externa. Son posibles dos señales externas diferentes de sincronización de tiempo. Si el DGP está conectado a la computadora central de un sistema de información y control de una subestación G-NET, entonces el DGP recibe un impulso vía la aguja 25 del puerto PL-1. Si el DGP no está conectado a una computadora central G-NET, entonces puede utilizarse una señal IRIG-B desmodulada conectada a un puerto opcional PL-3 para sincronizar el reloj. En ambos casos, el reloj en un determinado DGP se sincroniza dentro de ± 1 milisegundo de cualquier otro reloj de relé digital, siempre que los dos relés estén cableados a la misma señal de sincronización.

1.4.9 INFORME DE FALLA Y DATOS OSCILOGRÁFICOS

Cualquiera de las banderas de captación de la función de protección o una entrada externa de disparo oscilográfico opcional, DI5, inicia un informe de falla. Para completar el informe de falla y almacenarlo, el DGP debe emitir un disparo o el contacto de entrada DI5 debe cerrarse en algún momento durante el período de informe de la falla. El período de informe de la falla comienza cuando la primera bandera de la función de protección está levantada o cuando se cierra el contacto de entrada DI5. Finaliza cuando el DGP emite un disparo o cuando ha capturado la cantidad seleccionada de ciclos de forma de onda posteriores a la falla, lo que suceda último. Si todas las banderas de captación se reinician sin emitir un disparo y DI5 no se cierra, el informe de falla iniciado por la bandera de protección no se completará ni se almacenará.

El informe de falla incluye la Identificación de la unidad (Unit ID), la fecha y la hora, el tiempo de operación del sistema, los valores de medición previos a la falla, las corrientes y tensiones de falla, los valores de disparo/falla, y hasta 14 puntos de secuencia de eventos registrados después del inicio. El tiempo de operación del sistema (OP TIME) es la diferencia de tiempo entre la primera bandera de captación de la función de protección y el primer disparo de la función de protección. El DGP almacena en su memoria los últimos tres informes de falla. En el Capítulo 8: INTERFAZ se brinda una descripción completa del informe de falla.

Los modelos de DGP con la opción de captura de datos oscilográficos almacenarán los datos de forma de onda en su memoria cada vez que el sistema almacena un informe de falla. Puede almacenarse un total de 120 ciclos de datos. Los 120 ciclos en la memoria se dividen en una, dos o tres partes basadas en la Calibración 111: **NUM FLTS**. La cantidad de ciclos previos a la falla capturados por falla puede fijarse hasta en 20 ciclos. Debe advertirse que los ciclos previos a la falla están basados en la primera bandera o en DI5 para iniciar la captura de datos.

Los datos oscilográficos incluyen la identificación de la estación y el generador, una lista completa de calibraciones, el informe de la falla, las banderas internas, y una cantidad seleccionada de ciclos de forma de onda previos y posteriores a la falla. Estos datos pueden mostrarse utilizando el programa GE-Link. Ver el Capítulo 10: SOFTWARE GE-LINK para obtener más detalles.

1.4.10 INTERFAZ LOCAL HOMBRE MÁQUINA

Se provee una interfaz hombre-máquina (MMI – man-machine interface), con un teclado, un visor de LEDs (diodos emisores de luz), y 19 LEDs indicadores, para permitir al usuario ingresar las calibraciones, ver los valores presentes, visualizar la información objetivo de la falla y acceder a los datos almacenados. El uso y el funcionamiento de la MMI se describen completamente en el Capítulo 8: INTERFAZ.

1.4.11 IMPRESORA LOCAL

El puerto opcional para impresora (PL-2) en la parte posterior del DGP permite el uso de una impresora en serie. El puerto también puede utilizarse para conectar la Unidad de Expansión de Contacto DEC1000 (solamente modelos DGP***ACA) que ofrece once relés de salida adicionales. Los datos de la secuencia de eventos (SOE - sequence-of-events) están disponibles en este puerto para su inmediata impresión a medida que ocurren. Además, en los modelos DGP***AAA, puede imprimirse una variedad de información almacenada en la memoria del sistema DGP cuando se la requiere vía la MMI local, ver el Capítulo 8: INTERFAZ para más detalles.

1.4.12 COMUNICACIONES REMOTAS

Dos puertos en serie RS232 permiten al usuario comunicarse con el DGP desde una computadora IBM compatible. Uno de los puertos, un DB-25 (PL-1), está ubicado en la parte posterior de la carcasa y el otro, un DB-9 (COMM), está ubicado en la placa frontal del módulo de la MMI.

Puede conectarse una PC al DGP con un cable módem nulo adecuado, siempre que la longitud del cable no exceda los 50 pies. La PC también puede conectarse mediante módems intermedios si está físicamente alejada del DGP. El software GE-Link es necesario para la comunicación con el DGP. Las opciones y el uso del software se describen en el Capítulo 10: SOFTWARE GE-LINK. Ver Capítulo 9: COMUNICACIONES para los detalles referidos a los cables requeridos y la conexión adecuada.

Cuando se desea una conexión a la computadora central de un sistema de integración de estaciones, son posibles las dos conexiones físicas siguientes:

- Pueden utilizarse cables estándar para distancias de hasta 50 pies.
- Para distancias mayores es posible agregar un adaptador externo opcional que se enchufe al PL-1 para ofrecer un vínculo por fibra óptica entre el DGP y la computadora central. Un suministro de 5V CC aislado está conectado internamente a la aguja 11 del PL-1 para alimentar a este adaptador externo.

Los cables y el equipo asociado pueden conectarse a cada puerto simultáneamente. Sin embargo, cuando un puerto está activo el otro está desactivado efectivamente. Por ejemplo, cuando el PL-1 está conectado a la computadora central de un sistema de integración, no es posible ingresar al DGP desde el puerto frontal cuando el sistema de integración está activo. Si el PL-1 está conectado a un módem y el puerto frontal está conectado a una PC utilizando un cable módem nulo, entonces el primer puerto en activarse recibe la preferencia, y el otro puerto se deshabilita hasta que se libera el primero.

1.4.13 CONTROL REMOTO

Utilizando la MMI local o una PC remota conectada al puerto RS232, es posible operar selectivamente cualquiera de los cuatro relés de salida de disparo para control remoto. La acción de control puede incluir la parada de la máquina, el disparo del interruptor de campo, el disparo del interruptor principal del generador, el disparo de la turbina, etc. según el equipo conectado a las salidas. Los controles antes descritos se habilitan y deshabilitan mediante un puente de cable ubicado en el módulo de la MMI (ver Figura 3-4: MÓDULO MMI DEL DGP en la página 3-5). En las condiciones en que se entrega de fábrica, este puente está físicamente presente y el Control Remoto está deshabilitado. Para habilitar el Control Remoto, debe retirarse el puente.

1.4.14 PROTECCIÓN CON CONTRASEÑA

Las contraseñas brindan seguridad cuando se utiliza la interfaz local (MMI) o durante las comunicaciones remotas mientras se ejecuta el programa GE-Link. Dos contraseñas diferentes ofrecen seguridad a la MMI local para:

1. las operaciones de control (contactos de salida de disparo cerrados)
2. cambios en las calibraciones.

Tres contraseñas diferentes en el programa GE-Link brindan seguridad en las comunicaciones remotas para:

1. visualizar y cargar información
2. operaciones de control
3. cambios en las calibraciones

Ver el capítulo 8: INTERFAZ para una descripción del uso de la contraseña de la MMI, y ver el Capítulo 10: SOFTWARE GE-LINK para una descripción del uso de la contraseña del GE-Link.

1.4.15 COMUNICACIONES REMOTAS -PROTOCOLO MODBUS

Los puertos en serie RS232 pueden utilizarse con un convertidor opcional RS485 a RS232. Ver el Capítulo 9: COMUNICACIONES para obtener más información sobre la comunicación con el Modbus.

1

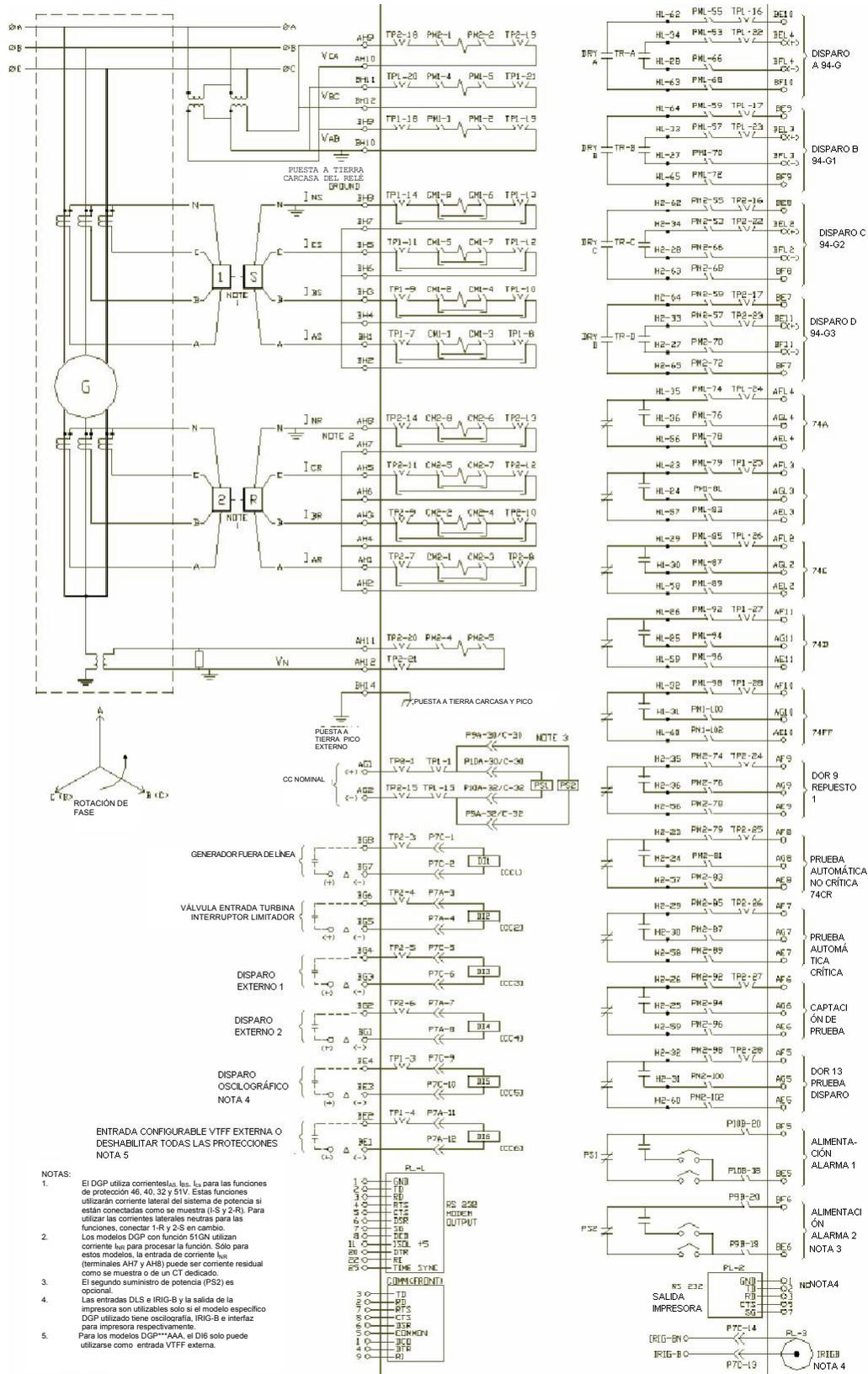


Figura 1-10: DIAGRAMA ELEMENTAL CON BLOQUES DE PRUEBA, VTs conexión en TRIÁNGULO

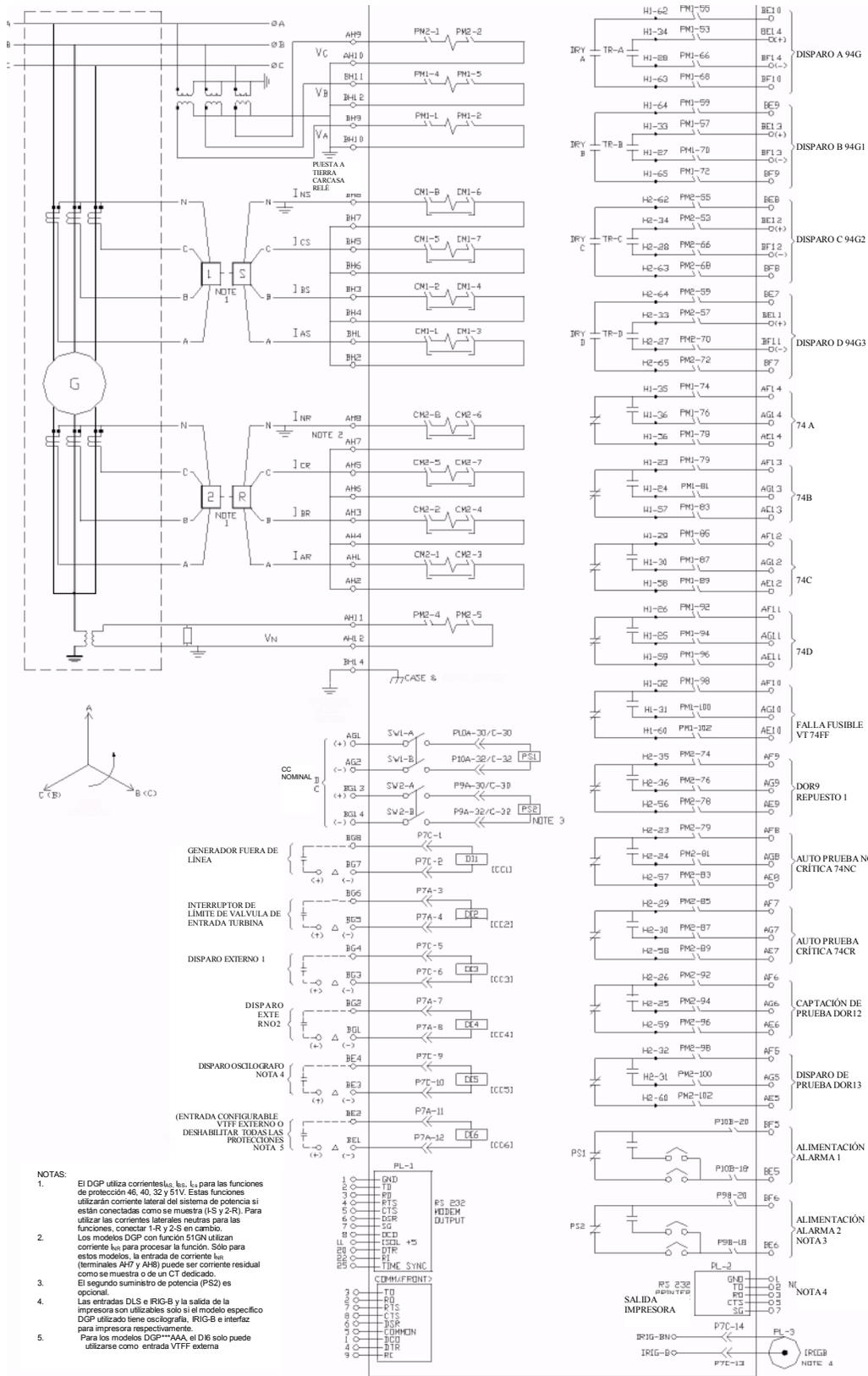


Figura 1-11: DIAGRAMA ELEMENTAL SIN BLOQUES DE PRUEBA, VTs conexión en ESTRELLA

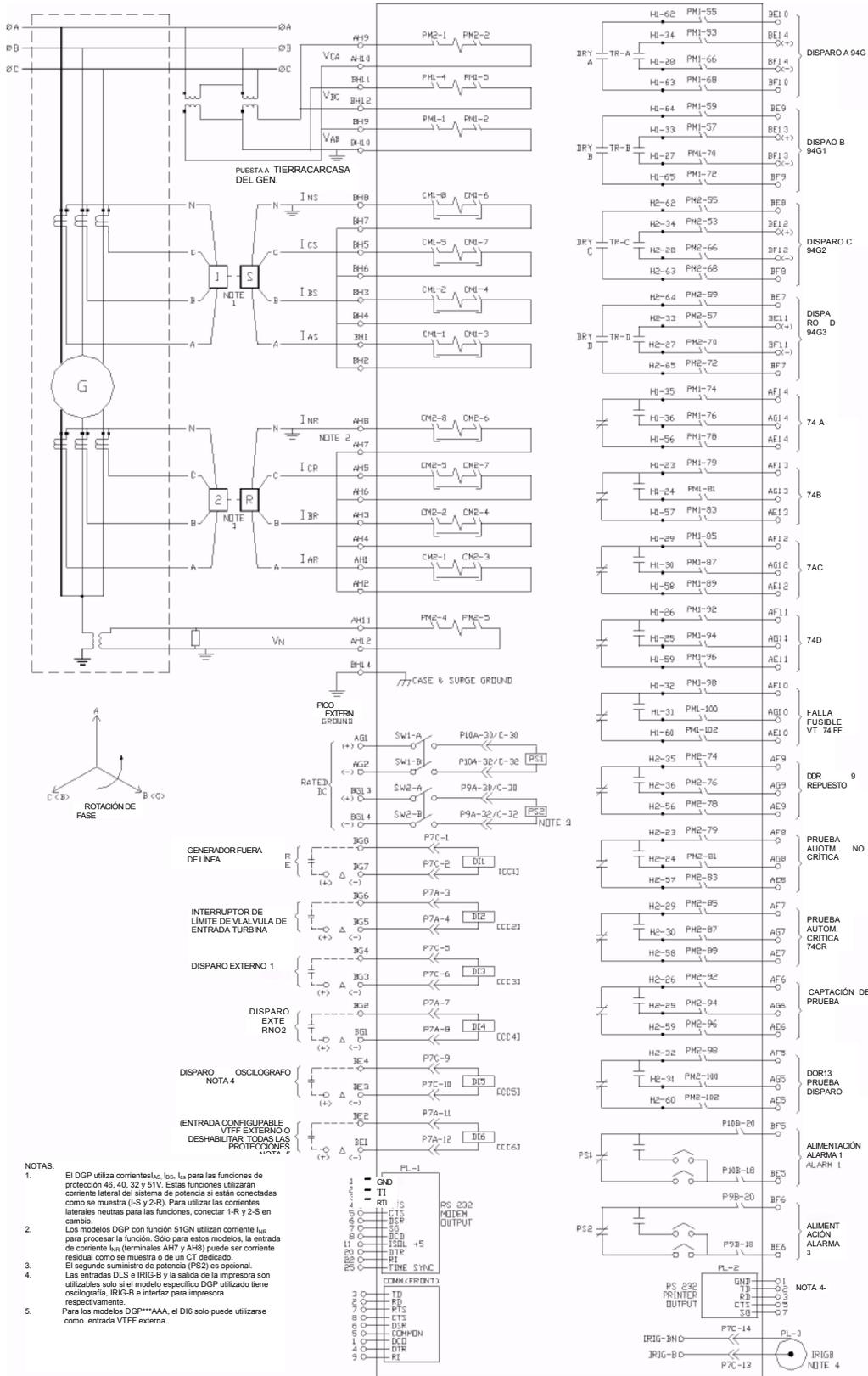


Figura 1-12: DIAGRAMA ELEMENTAL SIN BLOQUES DE PRUEBA, VTs conexión en TRIÁNGULO

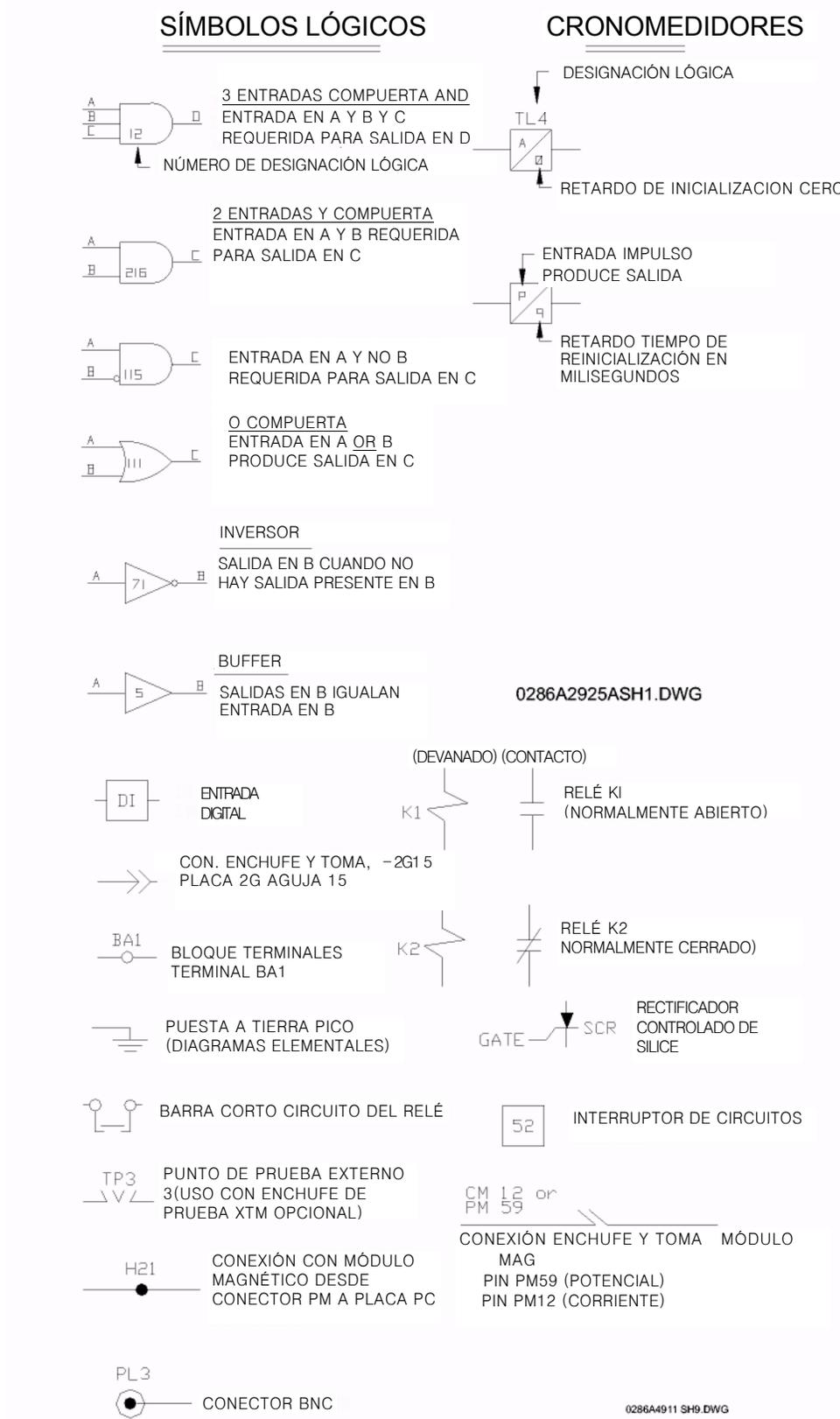


Figura 1-13: LEYENDA DE LOS SÍMBOLOS DEL RELÉ DIGITAL

1

2.1.1 DESCRIPCIÓN

Esta sección ofrece información para asistir al usuario en la determinación de las calibraciones para el sistema de protección del generador DGP™. Algunas calibraciones se determinan por el tamaño y tipo del generador y por el sistema al que está conectado, mientras que otras calibraciones son las mismas sin importar la máquina y/o el sistema. Otras calibraciones pueden establecerse según la preferencia del usuario.

Las calibraciones que son independientes del sistema y del tipo/tamaño de la máquina se presentarán primero, seguidas de las calibraciones que dependen de la máquina y del sistema. Se suministra una calibración en blanco (ver Tabla 2-5: TABLA DE CALIBRACIONES DGP***AAA en la página 2-1) y puede utilizarse para registrar el número de modelo, el número de versión PROM y las calibraciones para aplicaciones específicas.

La Tabla 2-1: CALIBRACIONES Y CARACTERÍSTICAS NOMINALES DEL SISTEMA DGP en la página 2-3 enumera todas las calibraciones y rangos y unidades correspondientes. La columna con el nombre POR OMISIÓN indica las calibraciones del sistema DGP almacenadas en la memoria cuando se lo envió de fábrica. Las calibraciones descritas en las secciones siguientes están ordenadas por categoría, correspondiendo a los encabezados de categoría en el visor de diodos emisores de luz (LED) de la interfaz local hombre-máquina (MMI). Las calibraciones individuales y los encabezados de las categorías se indican por su nombre descriptivo seguidos de su mnemónico. El DGP muestra el mnemónico para identificar una calibración en particular o el encabezado de una categoría de calibración.

En la sección siguiente, se presenta un grupo de calibraciones ejemplo basadas en un sistema de generador típico. Bajo ninguna circunstancia esta presentación comprende todos los escenarios de calibración o cálculo posibles. Se presenta como una demostración de los métodos y procedimientos de calibración a seguir.

En la página siguiente se presenta un diagrama de un sistema de generador como muestra; se utilizará para demostrar las calibraciones ejemplo de un sistema de protección DGP típico.

2

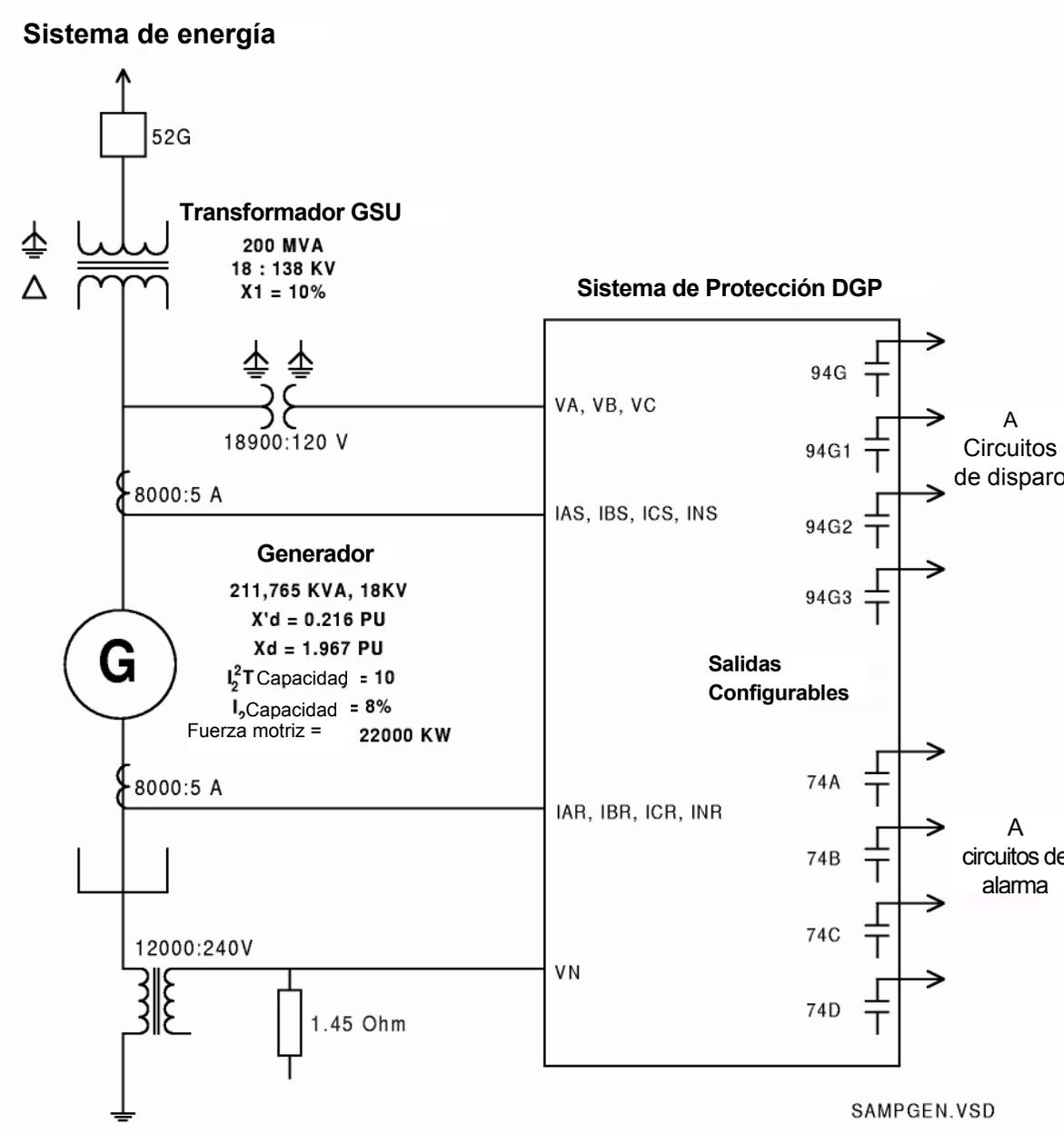


Figura 2-1: SISTEMA DE GENERADOR DE MUESTRA

Tabla 2-1: CALIBRACIONES Y CARACTERÍSTICAS NOMINALES DEL SISTEMA DEL DGP (Página 1 de 7)

NÚMERO CALIBRACIÓN	MNEMÓNICO	RANGO			POR OMISIÓN	
		5 AMP	1 AMP	UNIDADES	5 AMP	1 AMP
CONFIGURACIÓN: CONFIG						
101	ID UNIDAD	0 a 9999 (Protocolo GEmodem) 1 a 127 (Protocolo Modbus)		N/C	0 (GEmodem) 1 (Modbus)	
102	SYSFREQ	50/60		Hz	60	
103	SEL TVM	0000 a 1111		N/C	0000	
104	SEL TCM	0000 a 1111		N/C	0000	
105	SELPRIM	PRIMARIO (0); SECUNDARIO (1)		N/C	SECUNDARIO	
106	CT RATIO	1 a 50000		N/C	1	
107	VT RATIO	1.0 a 240.0		N/C	1.0	
108	COMMPORT	Formato: xyz, donde Índice Baudios (xx): 03, 12, 24, 48, 96 (x 100) Paridad (y): 0 (Ninguno), 1 (Impar), 2 (Par) Bits de parada (z): 1,2		N/C	2401	
109 ⁽¹⁾	PHASE	A-B-C(0);A-C-B(1)		N/C	A-B-C	
110	TIMESYNC	INTRNL (0); IRIG-B (1) ⁽²⁾ ; G-NET (2)		N/C	INTRNL	
111	NUM FLTS	1 a 3		N/C	3	
112 ⁽²⁾	PREFLT	1 a 20		Ciclos	20	
113 ⁽²⁾	OSC TRIG	DI ENA(0); DI DIS(1)		N/C	DI ENA	
114	NOM VOLT	1 00. 0 a 225. 0 ⁽²⁾⁽³⁾ 100.0 a 140.0 ⁽⁴⁾		V	120.0	
115	RATEDCUR	0.10 a 9.99	0.02 a 1.99	A	5.00	1.00
116	VT CONN	ESTRELLA (0); TRIÁNGULO (1)		N/C	ESTRELLA	
117 ⁽³⁾	NCTRATIO	1 a 50000		N/C	1	
ESTATOR DIFERENCIAL: 87G						
201	TRIP	0000 a 1111		N/C	0000	
202	ALARM	0000 a 1111		N/C	0000	
203	K1	1.0 a 10.0		%	5.0	
204	PICKUP	0.20 a 1.00	0.04 a 2.00	A	0.30	0.06
DESEQUILIBRIO DE CORRIENTE - ALARMA: 46 A						
301	ALARM	0000 a 1111		N/C	0000	
302	PICKUP	0.05 a 2.99	0.01 a 0.60	A	0.05	0.01

(1) Fijar para que coincida con la secuencia de fase del sistema. La calibración informa al relé la secuencia de fase real del sistema, ya sea ABC o ACB. Las entradas CT y VT rotuladas A, B y C en el DGP deben estar conectadas a fases del sistema A, B, y C para operar correctamente.

(2) Calibración/valor no disponible en modelos DGP*** ABA.

(3) Calibración/valor no disponible en modelos DGP*** AAA.

(4) Calibración/valor no disponible en modelos DGP*** CA.

Tabla 2-1: CALIBRACIONES Y CARACTERÍSTICAS NOMINALES DEL SISTEMA DGP (Página 2 de 7)

NÚMERO CALIBRACIÓN	MNEMÓNICO	RANGO			POR OMISIÓN	
		5 AMP	1 AMP	UNIDADES	5 AMP	1 AMP
303	TL14	1 a 9		Seg.	1	
DESEQUILIBRIO DE CORRIENTE - DISPARO: 46T						
401	TRIP	0000 a 1111		N/C	0000	
402	ALARM	0000 a 1111		N/C	0000	
403	PICKUP	0.05 a 2.99	0.01 a 0.60	A	2.00	0.40
404	K2	1.0 a 45.0		Seg.	1.0	
PÉRDIDA DE EXCITACIÓN – SUPERVISIÓN: 40						
501	SELV2SUP	DESHABILITAR (0) HABILITAR (1)		N/C	DESHABILITAR	
PÉRDIDA DE EXCITACIÓN - ZONA 1 : 40-1						
601	TRIP	0000 a 1111		N/C	0000	
602	ALARM	0000 a 1111		N/C	0000	
603	CENTER	2.50 a 60.00	12.5 a 300.00	Ω	11.00	55.00
604	RADIUS	2.50 a 60.00	12.5 a 300.00	Ω	8.50	42.50
605	TL12	0.01 a 9.99		Seg.	0.01	
PÉRDIDA DE EXCITACIÓN – ZONA 2: 40-2						
701	TRIP	0000 a 1111		N/C	0000	
702	ALARM	0000 a 1111		N/C	0000	
703	CENTER	2.50 a 60.00	12.50 a 300.0	Q.	11.00	55.00
704	RADIUS	2.50 a 60.00	12.50 a 300.0	Q.	8.50	42.50
705	TL13	0.01 a 9.99		Seg.	0.01	
FUERZA INVERSA #1 : 32-1						
801	DISPARO	0000 a 1111		N/C	0000	
802	ALARMA	0000 a 1111		N/C	0000	
803	SQ TR EN	SÍ [1/Y] ; NO [3/N]		N/C	SÍ	
804	REV PWR	0.5 a 99.9	0.1 a 19.9	W	1.5	0.3
805	TL1	1 a 120		seg.	5	
901 FUERZA INVERSA #2: 32-2						
1 ⁽²⁾	D	0000 a 1111		N/C	0000	

(1) Fijar para que coincida con la secuencia de fase del sistema. La calibración informa al relé la secuencia de fase real del sistema, ya sea ABC o ACB. Las entradas CT y VT rotuladas A, B, C en el DGP deben estar conectadas a fases del sistema A, B, y C para operar correctamente.

(2) Calibración/valor no disponible en modelos DGP*** ABA.

(3) Calibración/valor no disponible en modelos DGP*** AAA.

(4) Calibración/valor no disponible en modelos DGP*** CA.

Tabla 2-1: CALIBRACIONES Y CARACTERÍSTICAS NOMINALES DEL SISTEMA DGP (Página 3 de 7)

NÚMERO CALIBRACIÓN	MNEMONICO	RANGO			POR OMISIÓN	
		5 AMP	1 AMP	UNIDADES	5 AMP	1 AMP
902 ⁽²⁾	ALARM	0000 a 1111		N/C	0000	
903 ⁽²⁾	REV PWR	0.5 a 99.9	0.1 a 19.9	W	1.5	0.3
904 ⁽²⁾	TL2	1 a 60		seg.	1	
SOBRECORRIENTE CON RESTRICCIÓN DE TENSIÓN: 51V						
1001	TRIP	0000 a 1111		N/C	0000	
1002	ALARM	0000 a 1111		N/C	0000	
1003	PICKUP	0.5 a 16.0	0.1 a 3.2	A	0.5	0.1
1004	TIME FAC	0.10 a 99.99		seg.	0.10	
PUESTA A TIERRA ESTATOR - ZONA 1 : 64G1						
1101	TRIP	0000 a 1111		N/C	0000	
1102	ALARM	0000 a 1111		N/C	0000	
1103	PICKUP	4.0 a 40.0		V	4.0	
1104	TL4	0.1 a 9.9		seg.	0.1	
PUESTA A TIERRA ESTATOR - ZONA 2: 64G2						
1201 ⁽²⁾	TRIP	0000 a 1111		N/C	0000	
1202 ⁽²⁾	ALARM	0000 a 1111		N/C	0000	
1203 ⁽²⁾	TL5	0.1 a 9.9		seg.	0.1	
SOBREEXCITACIÓN – ALARMA: 24 A						
1301	ALARM	0000 a 1111		N/C	0000	
1302	PICKUP	1.0 a 1.99		por unidad	1.50	
1303	TL6	0 a 9.9		seg.	1.0	
SOBREEXCITACIÓN – DISPARO: 24T						
1401	TRIP ON (-line)	0000 a 1111		N/C	0000	
1402	TRIP OFF (-line)	0000 a 1111		N/C	0000	
1403	ALARM	0000 a 1111		N/C	0000	
1404	CURVE #	1 a 4		N/C	1	
1405	INVPU	1.00 a 1.99		por unidad	1.50	
1406	TIME FAC	0.10 a 99.99		seg.	99.99	

- 1) Fijar para que coincida con la secuencia de fase del sistema. La calibración informa al relé la secuencia de fase real del sistema, ya sea ABC o ACB. Las entradas CT y VT rotuladas A, B, C en el DGP deben estar conectadas a fases del sistema A, B, y C para operar correctamente.
- 2) Calibración/valor no disponible en modelos DGP*** ABA.
- 3) Calibración/valor no disponible en modelos DGP*** AAA.
- 4) Calibración/valor no disponible en modelos DGP*** CA..

Tabla 2-1: CALIBRACIONES Y CARACTERÍSTICAS NOMINALES DEL SISTEMA DGP (Página 4 de 7)

NÚMERO CALIBRACIÓN	MNEMÓNICO	RANGO			POR OMISIÓN	
		5 AMP	1 AMP	UNIDADES	5 AMP	1 AMP
1407	INST PU	1.00 a 1.99		por unidad	1.50	
1408	TL7	0 a 9.9		seg.	1.0	
1409	RESET	0 a 999		seg.	1	
SOBRETENSIÓN: 59						
1501	TRIP	0000 a 1111		N/C	0000	
1502	ALARM	0000 a 1111		N/C	0000	
1503	INV PICKUP	100 a 350 ⁽²⁾⁽³⁾ / 100 a 200 ⁽⁴⁾		V	120	
1504	TIME FAC	0.10 a 99.99		seg.	1.00	
1505 ⁽³⁾	CURVE#	1 (Inversa); 2 (Tiempo definido)		N/C	1	
1506 ⁽²⁾⁽³⁾	INST PU	100 a 400		V	240	
CORTE TENSIÓN SOBRE/BAJA FRECUENCIA 81						
1601	UVCUTOFF	35 a 99		%	90	
PUNTO DE AJUSTE BAJA FRECUENCIA 1 : 81-1 U						
1701	TRIP	0000 a 1111		N/C	0000	
1702	ALARM	0000 a 1111		N/C	0000	
1703	SET PNT	40.00 a 65.00		Hz	60.00	
1704	TL8	0.1 a 999.9		seg.	2.0	
PUNTO DE AJUSTE BAJA FRECUENCIA 2: 81-2U						
1801	TRIP	0000 a 1111		N/C	0000	
1802	ALARM	0000 a 1111		N/C	0000	
1803	SET PNT	40.00 a 65.00		Hz	60.00	
1804	TL9	0.05 a 99.99		seg.	2.00	
PUNTO DE AJUSTE BAJA FRECUENCIA 3: 81-3U						
1901 ⁽²⁾	TRIP	0000 a 1111		N/C	0000	
1902 ⁽²⁾	ALARM	0000 a 1111		N/C	0000	
1903 ⁽²⁾	SET PNT	40.00 a 65.00		Hz	60.00	
1904 ⁽²⁾	TL10	0.05 a 99.99		seg.	2.00	

(1) Fijar para que coincida con la secuencia de fase del sistema. La calibración informa al relé la secuencia de fase real del sistema, ya sea ABC o ACB. Las entradas CT y VT rotuladas A, B, C en el DGP deben estar conectadas a fases del sistema A, B, y C para operar correctamente.

(2) Calibración/valor no disponible en modelos DGP*** ABA.

(3) Calibración/valor no disponible en modelos DGP*** AAA.

(4) Calibración/valor no disponible en modelos DGP*** CA.

Tabla 2-1: CALIBRACIONES Y CARACTERÍSTICAS NOMINALES DEL SISTEMA DGP (Página 5 de 7)

NÚMERO DE CALIBRACIÓN	MNEMONICO	RANGO			POR OMISIÓN	
		5 AMP	1 AMP	UNIDADES	5 AMP	1 AMP
PUNTO DE AJUSTE BAJA FRECUENCIA 1 : 81-4U						
2001 ⁽²⁾	TRIP	0000 a 1111		N/C	0000	
2002 ⁽²⁾	ALARM	0000 a 1111		N/C	0000	
2003 ⁽²⁾	SET PNT	40.00 a 65.00		Hz	60.00	
2004 ⁽²⁾	TL11	0.05 a 99.99		seg.	2.00	
PUNTO DE AJUSTE SOBREFRECUENCIA 1 : 81-10						
2101	TRIP	0000 a 1111		N/C	0000	
2102	ALARM	0000 a 1111		N/C	0000	
2103	SET PNT	45.00 a 79.99		Hz	60.00	
2104	TL15	0.05 a 99.99		seg.	2.00	
PUNTO DE AJUSTE SOBREFRECUENCIA 2: 81-20						
2201	TRIP	0000 a 1111		N/C	0000	
2202	ALARM	0000 a 1111		N/C	0000	
2203	SET PNT	45.00 a 79.99		Hz	60.00	
2204	TL16	0.05 a 99.99		seg.	2.00	
PUNTO DE AJUSTE SOBREFRECUENCIA 3: 81-30						
2301 ^{(2) (4)}	TRIP	0000 a 1111		N/C	0000	
2302 ^{(2) (4)}	ALARM	0000 a 1111		N/C	0000	
2303 ^{(2) (4)}	SET PNT	45.00 a 79.99		Hz	60.00	
2304 ^{(2) (4)}	TL17	0.05 a 99.99		seg.	2.00	
PUNTO DE AJUSTE SOBREFRECUENCIA 4: 81-40						
2401 ^{(2) (4)}	TRIP	0000 a 1111		N/C	0000	
2402 ^{(2) (4)}	ALARM	0000 a 1111		N/C	0000	
2403 ^{(2) (4)}	SET PNT	45.00 a 79.99		Hz	60.00	
2404 ^{(2) (4)}	TL18	0.05 a 99.99		seg.	2.00	
ENTRADA DIGITAL: DIG INP						
2501	SELBKDI1	NOBLK(0);BLK#1-9(1-9)		N/C	NOBLK	
2502	DI3 TRIP	0000 a 1111		N/C	0000	

- (1) Fijar para que coincida con la secuencia de fase del sistema. La calibración informa al relé la secuencia de fase real del sistema, ya sea ABC o ACB. Las entradas CT y VT rotuladas A, B, C en el DGP deben estar conectadas a fases del sistema A, B, y C para operar correctamente.
- (2) Calibración/valor no disponible en modelos DGP*** ABA.
- (3) Calibración/valor no disponible en modelos DGP*** AAA.
- (4) Calibración/valor no disponible en modelos DGP*** CA.

Tabla 2-1: CALIBRACIONES Y CARACTERÍSTICAS NOMINALES DEL SISTEMA DGP (Página 6 de 7)

NÚMERO DE CALIBRACIÓN	MNEMÓNICO	RANGO			POR OMISIÓN	
		5 AMP	1 AMP	UNIDADES	5 AMP	1 AMP
2503	DI3ALRM	0000 a 1111		N/C	0000	
2504 ⁽²⁾⁽⁵⁾	DI3TIMR ⁽³⁾	0.00 a 9.99		seg.	0.01	
2505 (2504 ⁽⁵⁾)	DI4TRIP	0000 a 1111		N/C	0000	
2506 (2505 ⁽⁵⁾)	DI4ALRM	0000 a 1111		N/C	0000	
2507 ⁽⁵⁾	DI4TIMR	0.00 a 9.99		seg.	0.01	
2508 ⁽⁵⁾	DI6 FUNG	EXTVTFF (0); DISPROT(1)		N/C	EXTVTFF	
FALLA FUSIBLE TRANSFORMADOR DE TENSIÓN: VTFF						
2601	VTFF	DESHABILITAR (0)	HABILITAR (1)	N/C	DESHABILITAR	
ENERGIZACIÓN ACCIDENTAL: AE						
2701	TRIP	0000 a 1111		N/C	0000	
2702	ALARM	0000 a 1111		N/C	0000	
2703	AE ARM	Y(0);O(1)		N/C	Y	
SOBRECORRIENTE A TIERRA: 51 GN						
2801 ⁽³⁾	TRIP	0000 a 1111		N/C	0000	
2802 ⁽³⁾	ALARM	0000 a 1111		N/C	0000	
2803 ⁽³⁾	PICKUP	0.10 a 5.00	0.02 a 1.00	A	0.50	0.10
2804 ⁽³⁾	TIME FAC	0.10 a 99.99		seg.	1.00	
BAJA TENSIÓN: 27						
2901 ⁽³⁾	TRIP	0000 a 1111		N/C	0000	
2902 ⁽³⁾	ALARM	0000 a 1111		N/C	0000	
2903 ⁽³⁾	PICKUP	40 a 210 ⁽²⁾		V	100	
2903 ⁽³⁾	PICKUP	40 a 120 ⁽⁴⁾		V	100	
2904 ⁽³⁾	TIME FAC	0.1 a 99.99		seg.	1.00	
2905 ⁽³⁾	CURVE#	1 (Inversa); 2 (Tiempo definido)		N/C	1	
BAJA TENSIÓN – TERCER ARMÓNICO: 27TN						
3001 ⁽²⁾⁽³⁾	TRIP	0000 a 1111		N/C	0000	
3002 ⁽²⁾⁽³⁾	ALARM	0000 a 1111		N/C	0000	

- (1) Fijar para que coincida con la secuencia de fase del sistema. La calibración informa al relé la secuencia de fase real del sistema, ya sea ABC o ACB. Las entradas CT y VT rotuladas A, B, C en el DGP deben estar conectadas a fases del sistema A, B, y C para operar correctamente.
- (2) Calibración/valor no disponible en modelos DGP*** ABA.
- (3) Calibración/valor no disponible en modelos DGP*** AAA.
- (4) Calibración/valor no disponible en modelos DGP*** CA.

Tabla 2-1: CALIBRACIONES Y CARACTERÍSTICAS NOMINALES DEL SISTEMA DGP (Página 7 de 7)

NÚMERO CALIBRACIÓN	MNEMÓNICO	RANGO			POR OMISIÓN	
		5 AMP	1 AMP	UNIDADES	5 AMP	1 AMP
3003 ⁽²⁾⁽³⁾	PICKUP	0.1 a 9.9		V	0.9	
3004 ⁽²⁾⁽³⁾	TL20	0.5 a 99.9		Seg.	2.0	
3005 ⁽²⁾⁽³⁾	FORPWR-L	0 a 999	0 a 200	Vatios	10	1
3006 ⁽²⁾⁽³⁾	FORPWR-H	0 a 999	0 a 200	Vatios	20	1

- (1) Fijar para que coincida con la secuencia de fase del sistema. La calibración informa al relé la secuencia de fase real del sistema, ya sea ABC o ACB. Las entradas CT y VT rotuladas A, B, C en el DGP deben estar conectadas a fases del sistema A, B, y C para operar correctamente.
- (2) Calibración/valor no disponible en modelos DGP*** ABA.
- (3) Calibración/valor no disponible en modelos DGP*** AAA.
- (4) Calibración/valor no disponible en modelos DGP*** CA.

2.2.1 DESCRIPCIÓN

101: UNITID – NÚMERO DE IDENTIFICACIÓN DE LA UNIDAD

El **ID** de la **UNIDAD** es un número decimal entre 0 y 9999 (sólo para las unidades con protocolo GE Modem) o de 1 a 127 (para las unidades con Protocolo Modbus) almacenado en una memoria no volátil que únicamente identifica a un sistema de relé DGP. Cuando se accede al DGP por medio de uno de sus puertos en serie, el **ID** de la **UNIDAD** es necesario para establecer una comunicación, ofreciendo así una medida de seguridad. El **ID** de la **UNIDAD** solo puede cambiarse vía la MMI local. No es posible cambiar el **ID** de la **UNIDAD** con el software de comunicación GE-Link.

102: SYSFREQ - FRECUENCIA DEL SISTEMA

SYSFREQ puede fijarse en 50 Hz o 60 Hz.

103: SEL TVM – SELECCIONAR MONITOREO DE TENSIÓN DEL DISPARO

Un contacto de cada uno de los cuatro relés de salida de disparo puede monitorearse para verificar la tensión CC. El monitoreo se habilita o deshabilita fijando **SEL TVM** en 1 o 0, respectivamente. El código de cuatro dígitos de la calibración del **SEL TVM** se aplica a 94G, 94G1, 94G2, y 94G3, en ese orden. Por ejemplo, una calibración en 1100 habilita el monitoreo de la tensión del disparo para 94G y 94G1 y lo deshabilita para 94G2 y 94G3.

El monitoreo de todos los contactos sin usar deberá deshabilitarse para evitar alarmas que pudieran interferir.

104: SEL TCM – SELECCIONAR MONITOREO DE CORRIENTE DEL DISPARO

Los cuatro contactos del disparo antes descriptos para el **SEL TVM** también pueden monitorearse para controlar la corriente CC cuando se emite una señal de disparo. Este monitoreo se habilita o deshabilita fijando **SEL TCM** en 1 o 0, respectivamente. El código de cuatro dígitos de la calibración **SEL TCM** se aplica a 94G, 94G1, 94G2, y 94G3, en ese orden. Si la corriente del disparo a través de cualquiera de los contactos monitoreados no se espera que sea superior a 150 mA, o si cualquiera de los circuitos de disparo no se interrumpe externamente, debe deshabilitarse para evitar los puntos de secuencia de eventos que pudieran interferir o el sellado del relé de salida.

Por ejemplo, un ajuste en 1000 habilita al TCM para 94G y lo deshabilita para 94G1, 94G2, y 94G3.

105: SELPRIM – SELECCIONAR UNIDADES PRIMARIAS/SECUNDARIAS

SELPRIM puede fijarse en 0 (PRIMARIO) o 1 (SECUNDARIO). Este ajuste determina si los valores presentes (corrientes, tensiones, vatios y vars) se muestran y almacenan como valores primarios o secundarios, sin importar la calibración de **SELPRIM**.

106: CT RATIO – RELACIÓN DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

CT RATIO puede fijarse desde 1 a 50000. Este ajuste se aplica a todas las entradas de corriente con la posible excepción de la corriente I_{NR} . Si se suministra el ajuste 117: **NCTRATIO**, entonces se aplica a la corriente I_{NF} . Ver Relación del Transformador de Corriente Neutra (Calibración 117: **NCTRATIO**) que se describe más adelante.

Para el sistema de generador de muestra, CT RATIO es = $\frac{8000}{5} = 1600$

107: VT RATIO – RELACIÓN DEL TRANSFORMADOR DE TENSIÓN

VT RATIO puede fijarse de 1,0 a 240,0.

Para el sistema del generador de muestra, VT RATIO es = $\frac{18900}{120} = 157.5$

108: COMMPORT- PUERTO DE COMUNICACIONES

COMMPORT fija un índice de baudios, la paridad y los Bits de parada del puerto en serie RS232. El formato del ajuste es un número de cuatro dígitos *xyyz*, en el cual:

Índice de baudios = $xx = 03, 12, 24, 48, 96 (x 100)$

Paridad = $y = 0$ (Ninguno), 1 (Impar), 2 (Par)

Bits de parada = $z = 1, 2$

El ajuste del índice de baudios de 300, 1200, 2400, 4800, o 9600 debe coincidir con el índice de baudios del módem o dispositivo en serie conectado a los puertos en serie RS232. La paridad y los Bits de parada deben coincidir con aquellos seleccionados para el puerto en serie de la PC remota. Normalmente, se selecciona 1 stop bit. Sin embargo, ciertos módems u otro hardware de comunicaciones pueden exigir el uso de 2 Bits de parada. El software de comunicaciones GE-Link puede configurarse para que coincida con la calibración del DGP del índice de baudios, la paridad y los Bits de parada.

COMMPORT sólo puede cambiarse con el teclado del DGP. No puede cambiarse con el software de comunicaciones GE-Link.

109: PHASE - DESIGNACIÓN DE FASE

PHASE puede fijarse ya sea como A-B-C o A-C-B para coincidir con la rotación de fase de secuencia positiva del sistema del generador en el que el DGP está instalado. Este ajuste informa al relé la secuencia de fase real del sistema, ya sea A-B-C o A-C-B. Las entradas de CT y VT en el relé, rotuladas como A, B, y C, deben estar conectadas a fases del sistema A, B, y C para una correcta operación. Este ajuste permite al DGP computar correctamente e informar las cantidades que dependen de la secuencia.

110: TIMESYNC – FUENTE DE SINCRONIZACIÓN DE TIEMPO

TIMESYNC determina el método de sincronización del reloj interno del sistema DGP. Puede fijarse en 0 (INTERNAL), 1 (opcional, IRIG-B), o 2 (G-NET). **TIMESYNC = 0** deja que el reloj funcione independientemente del oscilador interno. **TIMESYNC = 1** sincroniza el reloj utilizando una señal IRIG-B conectada directamente al DGP mediante el puerto PL-3. **TIMESYNC = 2** sincroniza el reloj utilizando una señal en la patilla 25 de RS232 puerto PL-1 cuando está conectado a una computadora anfitriona G-NET.

111: NUM FLTS – CANTIDAD DE EVENTOS DE FALLA

NUM FLTS selecciona el número máximo de informes de falla y datos oscilográficos opcionales que pueden almacenarse en una memoria sin que se sobrescriban, y puede fijarse en 1, 2, o 3. Cuando se almacena un número máximo en la memoria, el informe de fallas y los datos oscilográficos asociados a un evento de almacenaje sobrescribirán los datos del evento más antiguo.

Este ajuste también proporciona una cantidad fija de memoria en bloques de diferentes tamaños para el almacenaje oscilográfico. La siguiente tabulación muestra la cantidad total de ciclos oscilográficos permitidos por evento de almacenamiento como función de **NUM FLTS**.

NUM FLTS	CICLOS ALMACENAMIENTO
1	120
2	60
3	40



Para evitar la pérdida de los datos de fallas almacenados en el DGP, cargar y guardar los datos antes de cambiar este ajuste.

PRECAUCIÓN

112: PREFLT-CICLOS PREVIOS A LA FALLA

PREFLT selecciona la cantidad de ciclos previos al disparo (o previos a la falla) en cada grupo de datos oscilográficos. Puede fijarse de 1 a 20. La Calibración 111: NUM FLTS determina la cantidad total de ciclos por evento de almacenamiento, según se explicó antes, y **PREFLT** determina cuántos de éstos son ciclos previos al disparo.

113: OSC TRIG – ACTIVADOR DE OSCILOGRAFÍA EXTERNO

Un disparo del sistema DGP siempre ocasiona el almacenamiento de la oscilografía. **OSC TRIG** habilita o deshabilita una activación oscilográfica adicional realizada por una entrada digital externa (DI5). Ver Sección 1.4.9: INFORME DE FALLAS Y DATOS OSCILOGRÁFICOS en la página 1-21 para mayores datos. **OSC TRIG** puede fijarse en 0 (DI ENA) o 1 (DI DIS).

114: NOM VOLT- TENSIÓN NOMINAL

NOM VOLT puede fijarse de 100,0 a 140,0 V (fase a fase).

Para el sistema del generador de muestra,

$$\text{NOM VOLT} = \frac{18000}{(18900/120)} = 114.3 \text{ V}$$

115: RATEDCUR – CORRIENTE NOMINAL

RATEDCUR puede fijarse de 0,10 a 9,99 A (0,02 a 1,99 A para modelos con característica nominal 1 A).

Para el sistema del generador de muestra,

$$\text{RATEDCUR} = \frac{211765}{(1.732 \times 18)(8000/5)} = 4.25 \text{ A}$$

116: VT CONN – CONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR DE TENSIÓN

VT CONN puede fijarse en 0 (ESTRELLA) o 1 (TRIÁNGULO). **VT CONN** debe fijarse para identificar las conexiones VT que suministran tensión de CA al DGP.

117: NCTRATIO – RELACIÓN DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE NEUTRA

El ajuste **NCTRATIO** está disponible en todos los modelos de DGP salvo en el DGP***AAA. Puede fijarse de 1 a 50000. Este ajuste solamente se aplica a la corriente I_{NR} ; ver Relación del Transformador de Corriente (Calibración 106: CT **RATIO**) para el ajuste de la relación del CT de otras entradas de corriente.

Para el sistema de generador de muestra,

$$\text{NCTRATIO es} = \frac{8000}{5} = 1600$$

2.2.2 EJEMPLO DE AJUSTES DE CONFIGURACIÓN

Ajustes de ejemplo (basados en la Figura 2-1: SISTEMA DEL GENERADOR DE MUESTRA):

UNITID = 1	PHASE = A-B-C (0)
SYSFREQ = 60	TIMESYNC = INTRNL (0)
SEL TVM = según se requiera	NUM FLTS = 3
SEL TCM = según se requiera	NOM VOLT = 114.3 voltios
SELPRIM = PRIMARIA (0)	RATEDCUR = 4.25 amperios
CT RATIO = 1600	VT CONN = ESTRELLA(0)
VT RATIO = 157.5	NCTRATIO = 1600
COMMPORT = 2401	

2.3.1 RELÉS DE SALIDA DE DISPARO Y ALARMA

Existen ocho relés de salida configurables por el usuario incluidos en el sistema DGP. Cuatro de estos son relés de alta velocidad de disparo y cuatro de velocidad estándar para alarmas. Cada una de las funciones de protección descritas a continuación incluye dos calibraciones de cuatro dígitos, **DISPARO y ALARMA**, que configuran la función para operar cualquier cantidad de estos relés. Un relé de salida se selecciona o des-selecciona fijando un código en 1 o 0, respectivamente. El código de cuatro dígitos de la calibración del **DISPARO** se aplica a los relés 94G, 94G1, 94G2, y 94G3, en ese orden. El código de cuatro dígitos de la configuración de la **ALARMA** se aplica a los relés 74A, 74B, 74C, y 74D, en ese orden.

Puede desactivarse cualquier cantidad de funciones de protección fijando los códigos de **TRIP (DISPARO) y ALARM (ALARMA)** para la función o funciones en 0000.

Las salidas de alarma y disparo configurables pueden utilizarse para personalizar el DGP según la cantidad de disparos y alarmas definidas por el usuario.

2.3.2 DIFERENCIAL DEL ESTATOR 87G

Algoritmo: La función 87G opera cuando se alcanza la siguiente desigualdad:

$$|\bar{I}_1 - \bar{I}_2|^2 > K(\bar{I}_1 \cdot \bar{I}_2)$$

en la cual: I_1 = corriente de fase del lado de retorno del generador

I_2 = corriente de fase del lado del sistema del generador

$$K = \text{variable adaptable} = K1/100 \quad \text{si } |\bar{I}_1 \cdot \bar{I}_2| \leq 81$$

$$= 15 \times K1/100 \quad \text{si } |\bar{I}_1 \cdot \bar{I}_2| > 81$$

en donde K1 = ajuste 87G K1 en porcentaje (Calibración 203: K1)

1. El algoritmo se procesa sólo si

$$|\bar{I}_1 - \bar{I}_2| > 87 \text{ G PICKUP}$$

2. El algoritmo se procesa separadamente para cada propósito.

3. La pendiente característica inicial puede calcularse utilizando la fórmula:

$$\% \text{ pendiente} = 100 \cdot \sqrt{\frac{K1}{100}}$$

Características: Los cuatro gráficos siguientes muestran las curvas para los valores seleccionados de la Calibración 203: **K1** y 204: **PICKUP (CAPTACIÓN)**. La curva para cualquier combinación de las calibraciones 203: **K1** y 204: **PICKUP** puede derivarse utilizando el algoritmo antes indicado.

Esta función debe fijarse como resulte más práctico, manteniendo un margen adecuado para errores del CT bajo todas las condiciones de carga y falla. Las calibraciones **K1** y **PICKUP** de 2% y 0,3 A, respectivamente, se recomiendan para la mayoría de las aplicaciones en las que los CTs del lado del sistema y del lado neutro son de idéntico diseño. Deben considerarse calibraciones superiores si los CTs no son de idéntico diseño o si se desea un margen de error del CT mayor.

Para el sistema del generador de fallas, fijar **K1** = 2% y **PICKUP** = 0.3 A.

2

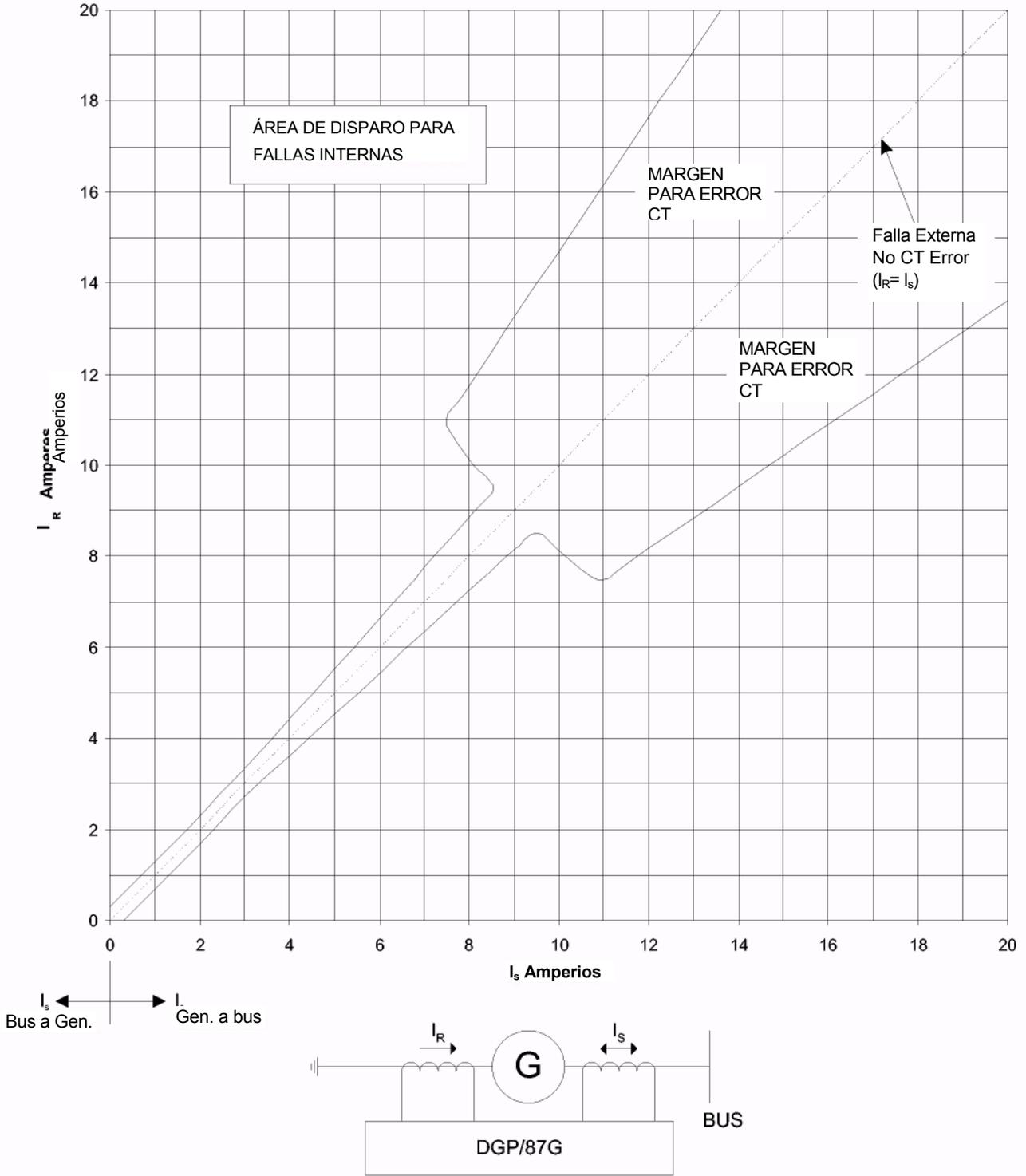


Figura 2-2: CARACTERÍSTICAS 87G - K1 = 1%, CAPTACIÓN = 0.3 A

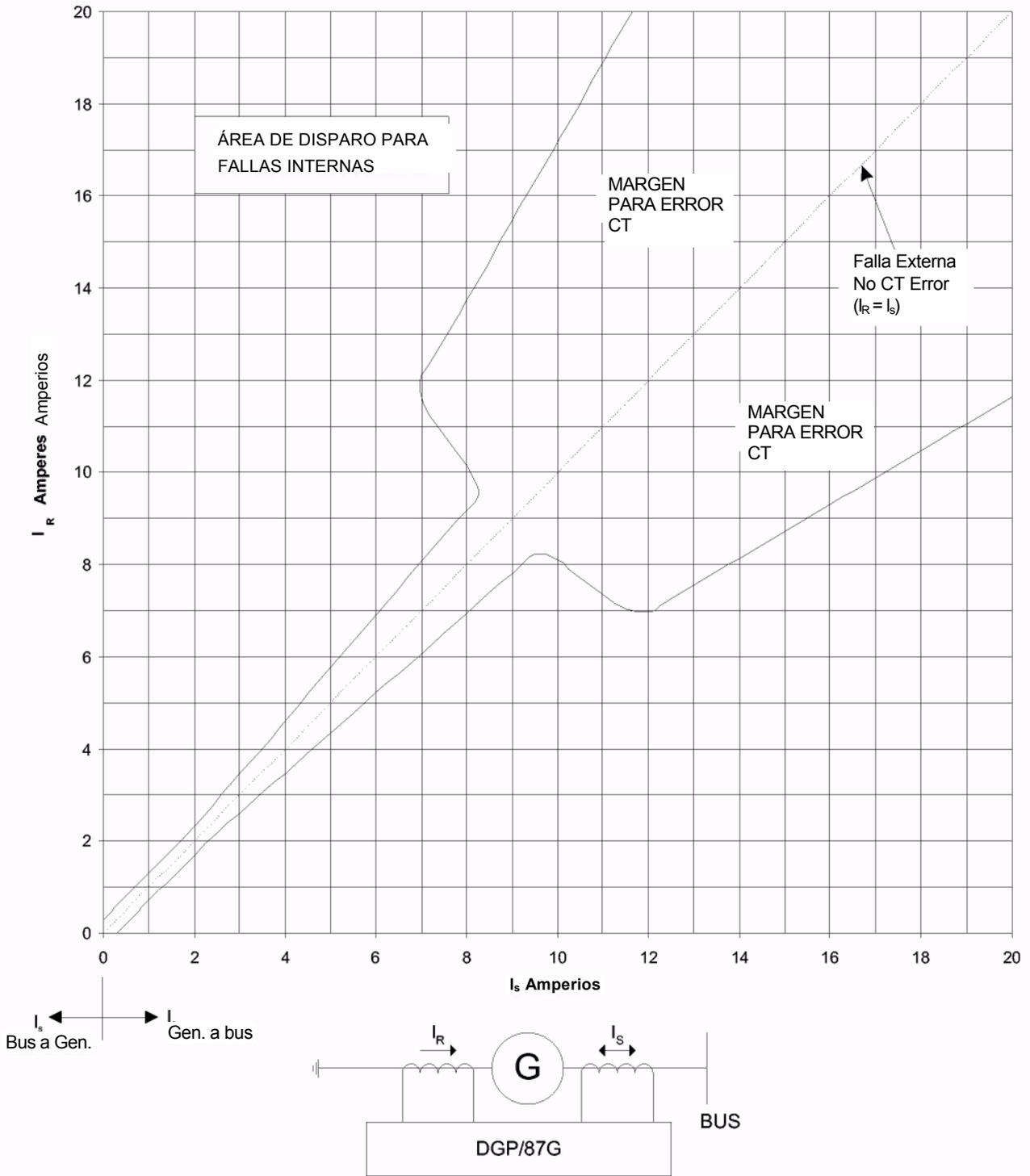


Figura 2-3: CARACTERÍSTICAS 87G - K1 = 2%, CAPTACIÓN = 0.3 A

2

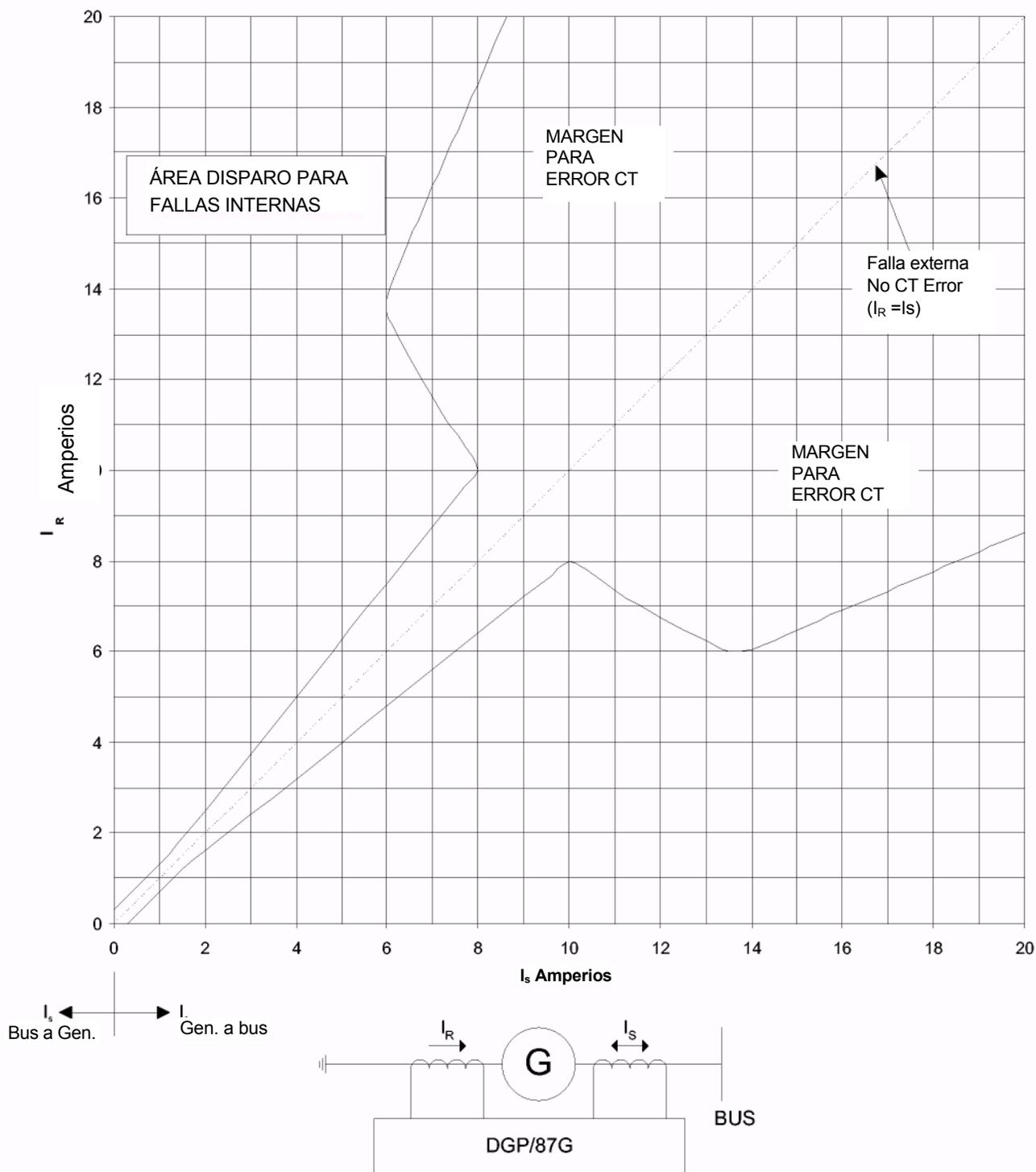


Figura 2-4: 87G CARACTERÍSTICAS - K1 = 5%, CAPTACIÓN = 0.3 A

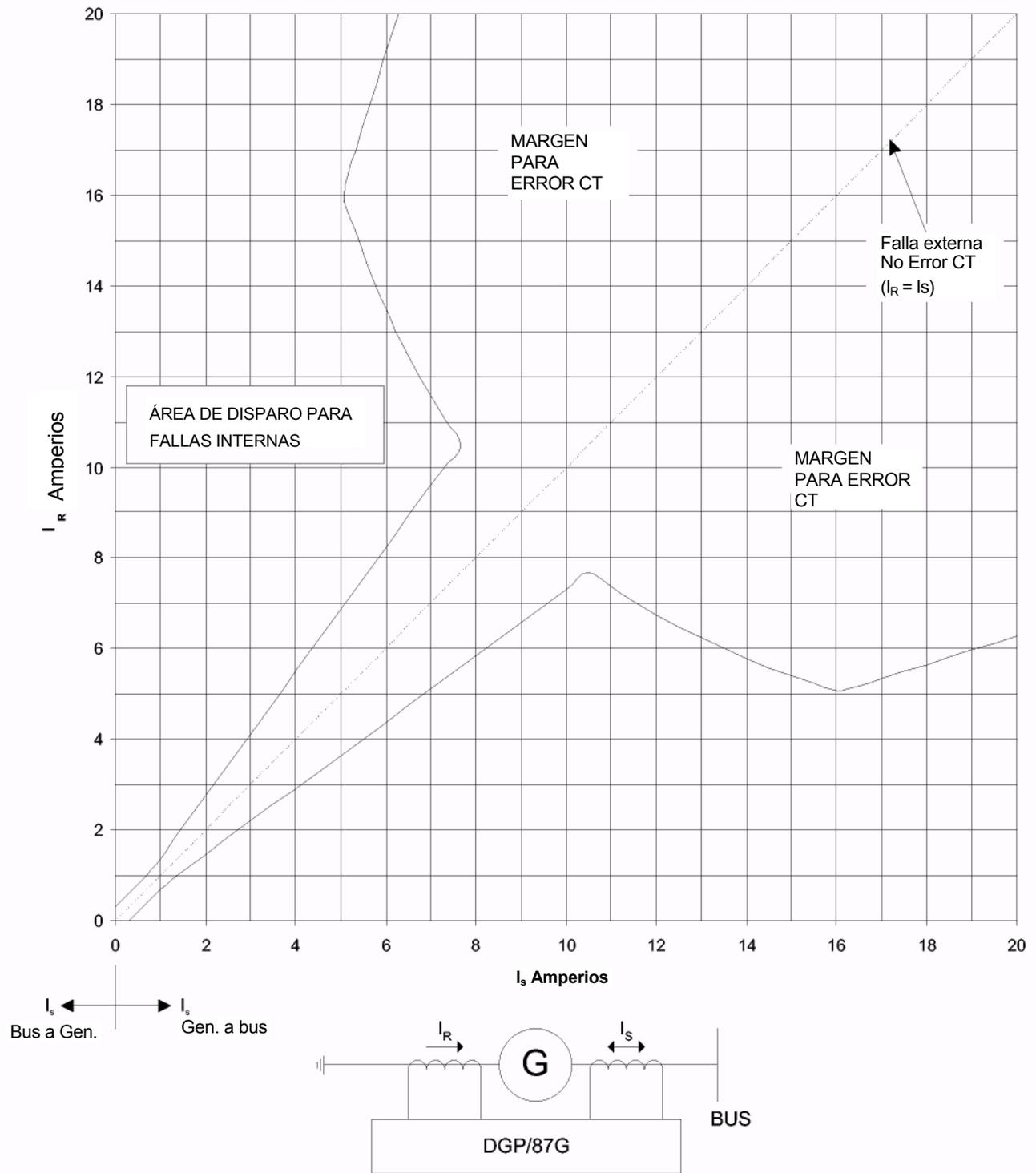


Figura 2-5: CARACTERÍSTICAS 87G - K1 = 10%, CAPTACIÓN = 0.3 A

2.3.3 ALARMA POR DESEQUILIBRIO DE CORRIENTE 46A

Esta función tiene el propósito de dar la alarma antes de un disparo 46T para permitir al operador ejecutar una acción correctiva. La Calibración 302: **PICKUP** debe estar dentro de un margen seguro por debajo de la corriente de secuencia negativa continua permitida del generador.

Para el sistema de generador de muestra,

$$\begin{aligned} \text{fijar 302: CAPTACIÓN} &= 70\% \text{ de la capacidad } I_2 \text{ de la máquina} \\ &= \frac{0.7 \times 0.08 \times 211765}{1.732 \times 18} \\ &= 380.4 \text{ A primaria} = \\ &0.24 \text{ A secundaria} \end{aligned}$$

fijar 303: TL14 = 2 segundos

2.3.4 DIPARO POR DESEQUILIBRIO DE CORRIENTE 46T

Algoritmo:

$$\text{Tiempo de operación } T = \frac{K2}{(I_2 / I_{FL})^2} \text{ segundos}$$

en la cual

I_2 = Corriente de secuencia negativa

K2 = Calibración 46T K2 (Calibración 404: **K2**)

I_{FL} = Corriente de carga completa de la máquina (Calibración 115: **RATEDCUR**)

1. El tiempo T se computa sólo si $I_2 > 46T \text{ PICKUP}$
2. Tiempo de reinicialización: Reinicialización lineal (máximo 227 segundos)

Características: Figura 2-6: CARACTERÍSTICA TIEMPO/CORRIENTE DE LA FUNCIÓN 46T muestra las curvas de los valores seleccionados de la Calibración 404: **K2**. La curva para cualquier otra calibración **K2** puede derivarse del algoritmo antes presentado.

Esta función debe fijarse por debajo o en la capacidad de corriente de secuencia negativa de la máquina. Para el sistema de generador de muestra,

$$\begin{aligned} \text{fijar PICKUP} &= \text{capacidad de } I_2 \text{ de la máquina} \\ &= 008 \times \frac{211765}{1.732 \times 18 \times 1600} \\ &= 0.34 \text{ A secundaria} \end{aligned}$$

fijar K2 = capacidad de I_2 T de la máquina = 10

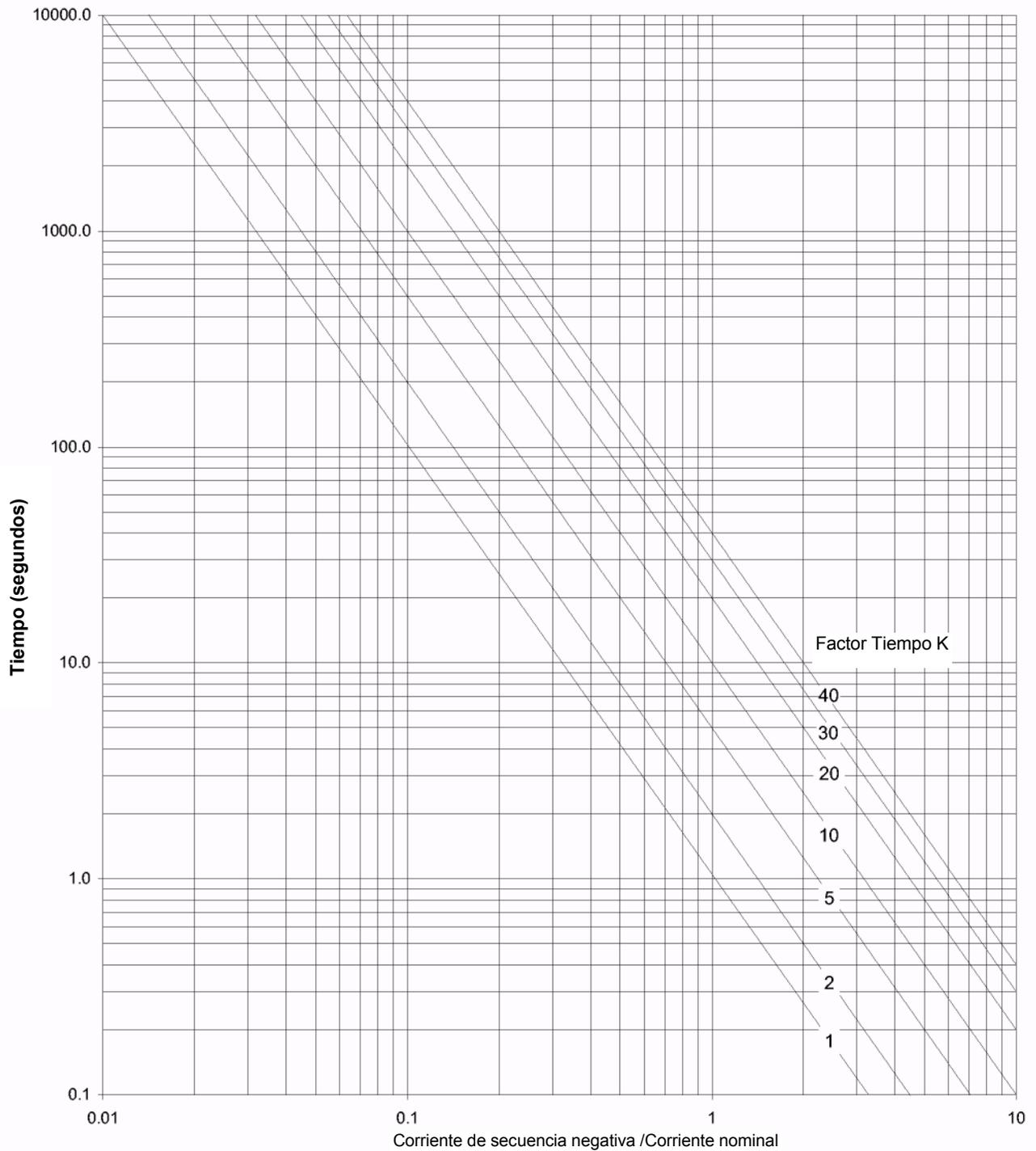


Figura 2-6: CARACTERÍSTICA TIEMPO/CORRIENTE DE LA FUNCIÓN 46T

2.3.5 PÉRDIDA DE EXCITACIÓN 40, 40-1, 40-2

Algoritmo: La impedancia de la máquina se computa utilizando la diferencia de tensión y la diferencia de corriente como se muestra en la siguiente ecuación. Las funciones 40-1 y 40-2 son idénticas, cada una con un retardo de tiempo ajustable.

2

$$Z_{ab} = \frac{\overline{V}_a - \overline{V}_b}{\overline{I}_a - \overline{I}_b} \text{ si la calibración 109: PHASE = A-B-C}$$

$$Z_{ac} = \frac{\overline{V}_a - \overline{V}_c}{\overline{I}_a - \overline{I}_c} \text{ si la calibración 109: PHASE = A-C-B}$$

Característica y criterio de calibración: Ver Figura 2-7: CARACTERÍSTICAS MHO PARA LAS FUNCIONES 40-1 Y 40-2 .

Con calibraciones según el criterio mostrado en la Figura 2-7: CARACTERÍSTICAS MHO PARA LAS FUNCIONES 40-1 Y 40-2, la función 40-1 detecta la pérdida de excitación en condiciones de carga de alrededor del 30% o superiores; la función 40-2 detecta en todas las condiciones de carga. Sin embargo, algunas condiciones de oscilación en un sistema estable pueden ingresar momentáneamente en la característica 40-2. Para seguridad de la función en condiciones de oscilación estables, se recomienda retardar las funciones 40-1 y 40-2 en un mínimo de 0,06 y 0,5 segundos, respectivamente.

La calibración 501: **SELV2SUP** puede fijarse en 0 (DESHABILITAR) o en 1 (HABILITAR). Se recomienda fijar esta función en HABILITAR (ENABLE) a menos que se utilice una VTFF externa vía una entrada DI6.

Para el sistema de generador de muestra,

$$Z_b(\text{secundaria}) = \frac{kV_{\text{base}}^2}{MVA_{\text{base}}} \times \frac{\text{Relación CT}}{\text{Relación VT}}$$

$$\frac{18^2}{211.765} \times \frac{1600}{157.5} = 15.54 \text{ ohms}$$

$$X_d'(\text{secundaria}) = 15,54 \times 0,216 = 3,36 \text{ ohmios}$$

$$X_d(\text{secundaria}) = 15,54 \times 1,967 = 30,57 \text{ ohmios}$$

Fijar **501: SELV2SUP** en 1 (HABILITAR).

Fijar los puntos de ajuste 40-1 en los siguientes valores:

$$\text{CENTER (CENTRO)} = \frac{15.54 + 3.36}{2} = 9,45 \text{ ohmios}$$

$$\text{RADIUS (RADIO)} = \frac{15.54}{2} = 7,77 \text{ ohmios}$$

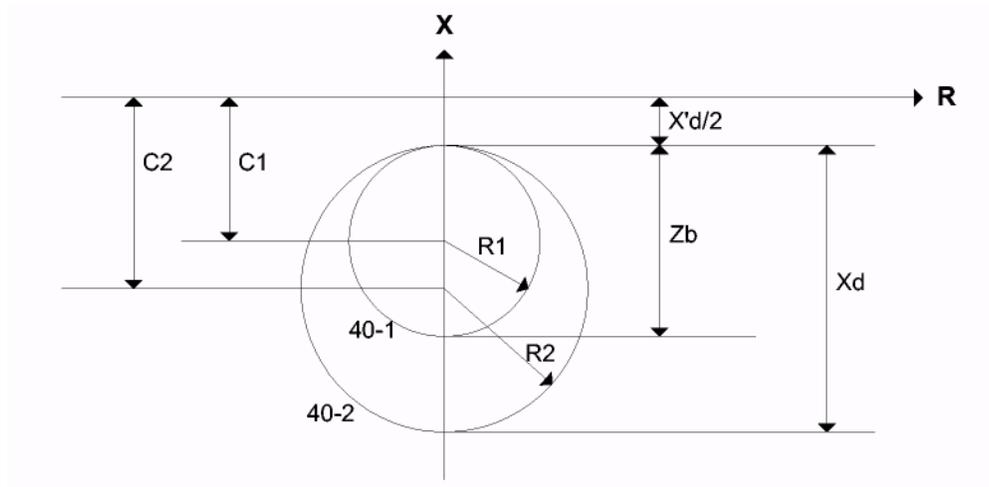
$$TL12 = 0,06 \text{ segundos}$$

Fijar los puntos de ajuste 40-2 en los siguientes valores:

$$\text{CENTER} = \frac{30,57 + 3,36}{2} = 16,97 \text{ ohmios}$$

$$\text{RADIUS} = \frac{30,57}{2} = 15,28 \text{ ohmios}$$

$$TL12 = 0,5 \text{ segundos}$$



$$C1 = \text{Centro de 40-1} = (Zb + X'd)/2$$

$$R1 = \text{Radio de 40-1} = Zb/2$$

$$C2 = \text{Centro de 40-2} = (Xd + X'd)/2$$

$$R2 = \text{Radio de 40-2} = Xd/2$$

Zb = Impedancia base de la máquina

$X'd$ = Reactancia transitoria de la máquina

Xd = Reactancia sincrónica de la máquina

Figura 2-7: CARACTERÍSTICAS MHO PARA LAS FUNCIONES 40-1 Y 40-2

2.3.6 FUERZA INVERSA (ANTI MOTORING)

Las calibraciones del nivel de fuerza inversa 32-1 y 32-2 804: **REV PWR** y 903: **REV PWR** (opcional, no disponible en los modelos DGP***ABA) pueden fijarse desde 0,5 hasta 99,9 W cada una.

Los niveles de fuerza inversa (REV PWR) de 32-1 y 32-2 deben fijarse en un 30 a un 70% (según el factor de potencia después del disparo de la turbina) de la fuerza motriz del generador de la turbina.

La fuerza inversa tiene asociados cronomedidores integradores para lograr un alto nivel de dependencia cuando la potencia está alrededor del valor de la calibración **REV PWR**, en particular a un alto factor de potencia. Si la calibración 803: **SQ TR EN** (disparo secuencial habilitado) se fija en YES (SÍ), se sugiere un valor de tres segundos o menos para el cronomedidor TL1 asociado a 32-1. Si **SQ TR EN** se fija en NO, la Calibración 805: TL1 debe ser idéntica a la calibración 904: TL2 descripta más adelante.

El cronomedidor TL2, asociado con 32-2, debe fijarse para sobrepasar las oscilaciones de potencia esperadas durante la operación normal del sistema. Se sugiere una calibración de 10 a 60 segundos.

La calibración 803: **SQ TR EN** puede fijarse en YES (SÍ) o NO, según la estrategia de disparo del generador que se utilice.

Para el sistema de generador de muestra:

$$\text{fuerza motriz} = \frac{22000 \times 1000}{\text{CT RATIO} \times \text{VT RATIO}} \text{ vatios} = \text{vatios} = 87.3$$

Fijar **REVPWR a:**

$$\begin{aligned} \text{REV PWR} &= 0,5 \times 87,3 \quad (\text{funciones 32-1 y 32-2}) \\ &= 43,6 \text{ vatios} \end{aligned}$$

Fijar **TL1 a:**

TL1 = 2 o 30 segundos, según la Calibración 803: **SQ TR EN**.

Fijar **TL2 a:**

TL2 = 30 segundos

2.3.7 SOBRECORRIENTE CON RESTRICCIÓN DE TENSIÓN (51V)

Algoritmo:

$$T = \frac{K}{\sqrt{\frac{I/I_{PU}}{V/V_{NOM}} - 1}} \text{ segundos}$$

en donde: T= Tiempo de operación.

K= Factor tiempo (Calibración 1004: **TIME FAC**).

I/I_{PU} = Corriente en múltiplo de I_{PU} (Calibración 1003: **PICKUP**). V_{NOM}=
Tensión nominal (Calibración 114: **NOM VOLT**)

V = √3 x tensión fase a tierra para VTs conectados en estrella (ver nota
2) tensión fase a fase para VTs conectados en triángulo

1. Tiempo T se computa individualmente para cada fase.
2. Ver la tabla que se presenta a continuación para las tensiones de restricción correspondientes a las corrientes de fase para las diferentes calibraciones **FASE** (Calibración 109) y **VT CONN** (Calibración 116).
3. Si la cantidad $V/V_{NOM} < 0,3$, entonces se utiliza 0,3 como su valor en la ecuación.
4. Si la cantidad $\frac{I/I_{PU}}{V/V_{NOM}} < 0,3$, entonces se utiliza 65,5 como su valor en la ecuación.
5. Tiempo de reinicialización: reinicialización lineal con un máximo de 1,4 segundos.

Tabla 2-2: TENSIONES DE RESTRICCIÓN 51V

CORRIENTE	TENSIONES DE RESTRICCIÓN			
	ABC ESTRELLA	ABC TRIÁNGULO	ACB ESTRELLA	ACB TRIÁNGULO
I _A	V _A	V _{AB}	V _A	V _{AC}
I _B	V _B	V _{BC}	V _B	V _{BA}
I _C	V _C	V _{CA}	V _C	V _{CB}

Características: Los cuatro gráficos siguientes muestran las curvas para cada uno de los valores seleccionados de K y la Restricción de Tensión. La curva para cualquier combinación de K y Restricción de Tensión puede determinarse con el algoritmo antes mencionado.

Esta función debe fijarse en coordinación con los relés de protección del sistema de energía utilizado en la estación generadora. Además, la calibración **PICKUP** debe estar dentro de un margen seguro por encima de la carga máxima esperada de la máquina. Ver la Sección 2.3.19: ENERGIZACIÓN ACCIDENTAL AE en la página 2-37 para obtener más detalles referidos a la Calibración de **PICKUP** 51V.

Para el sistema generador de muestra,

$$\begin{aligned} \text{fijar } \mathbf{PICKUP} &= 1,75 \times \text{corriente de carga nominal del generador} \\ &= 1,75 \times 4,25 \text{ A} \\ &= 7,5 \text{ A secundaria} \end{aligned}$$

La calibración 1004: **TIME FAC** (K) debe seleccionarse de modo que respalde a los relés en las líneas de transmisión fuera de la estación generadora. Debido a que la información sobre los relés de línea no se conoce, fijar **TIME FAC** de modo tal que el tiempo de operación de 51V para una falla trifásica en el lado alto del GSU sea de alrededor de 0,75 segundos. Para simplificar, la contribución del sistema de energía a la falla no se considera en los siguientes cálculos.

$$\text{Impedancia a la falla} = 21,6 + \left(10 \times \frac{211.765}{200} \right) = 21,6 + 10,6 = 32,2\% \text{ en la base de la máquina}$$

$$\text{Contribución del generador} = 4.25 / 0.322 = 13.2 \text{ A secundario}$$

$$\text{Múltiplo de } \mathbf{CAPTACIÓN} = 13,2 / 7,5 = 1,76$$

$$\text{Tensión terminal del generador} = 18 \times \frac{10.6}{32.2} = 5,93 \text{ kV}$$

$$\% \text{ restricción} = \frac{5.93}{18} \times 100 = 32,9\%$$

$$\mathbf{TIME FAC (K)} = 0,75 \times \left(\sqrt{\frac{1.76}{0.329}} - 1 \right) = 0,985 \text{ o mayor}$$

fijar **TIME FAC** = 1,0

2

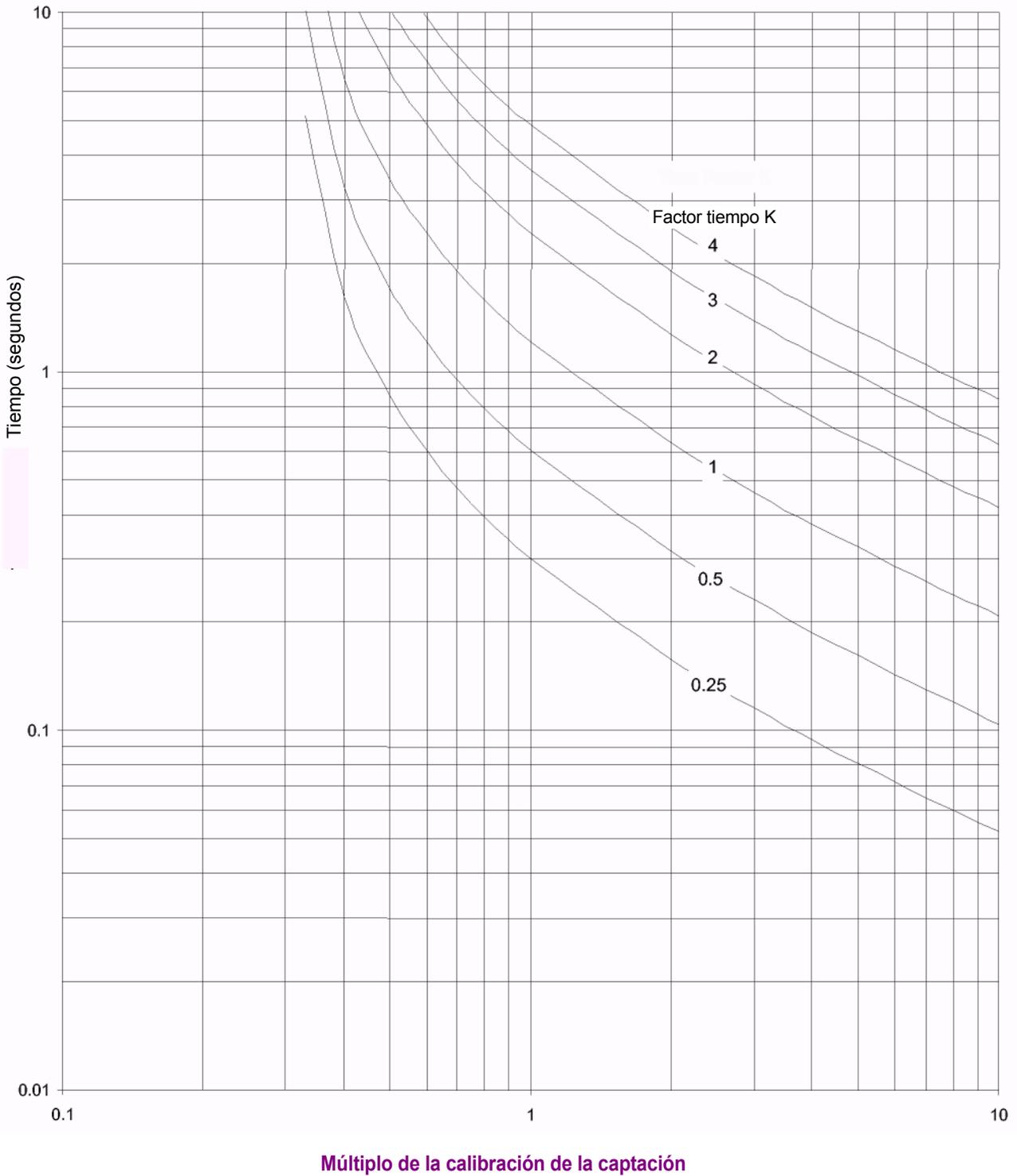


Figura 2-8: CARACTERÍSTICAS TIEMPO-CORRIENTE 51V PARA RESTRICCIÓN DEL 0 AL 30%

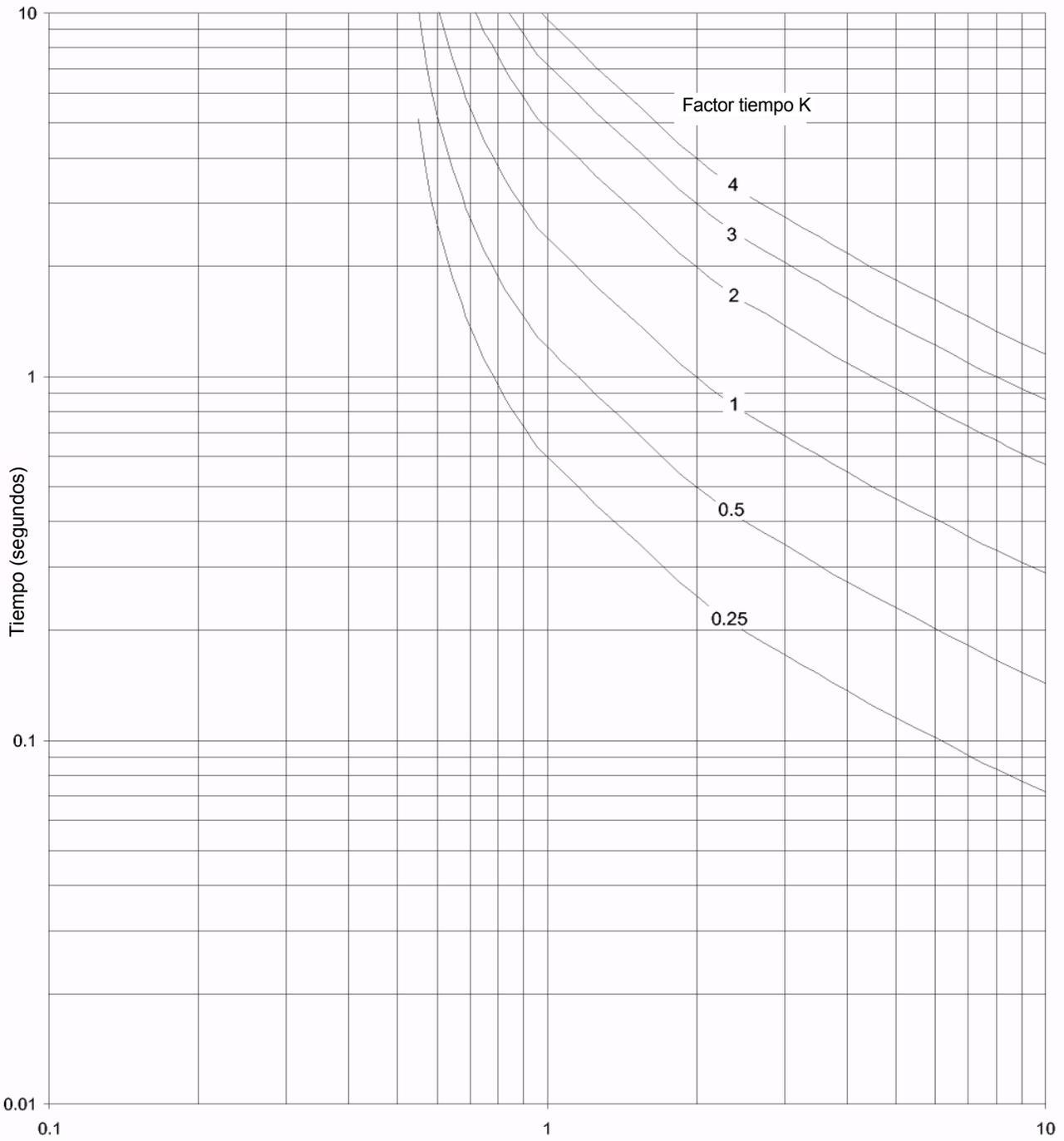
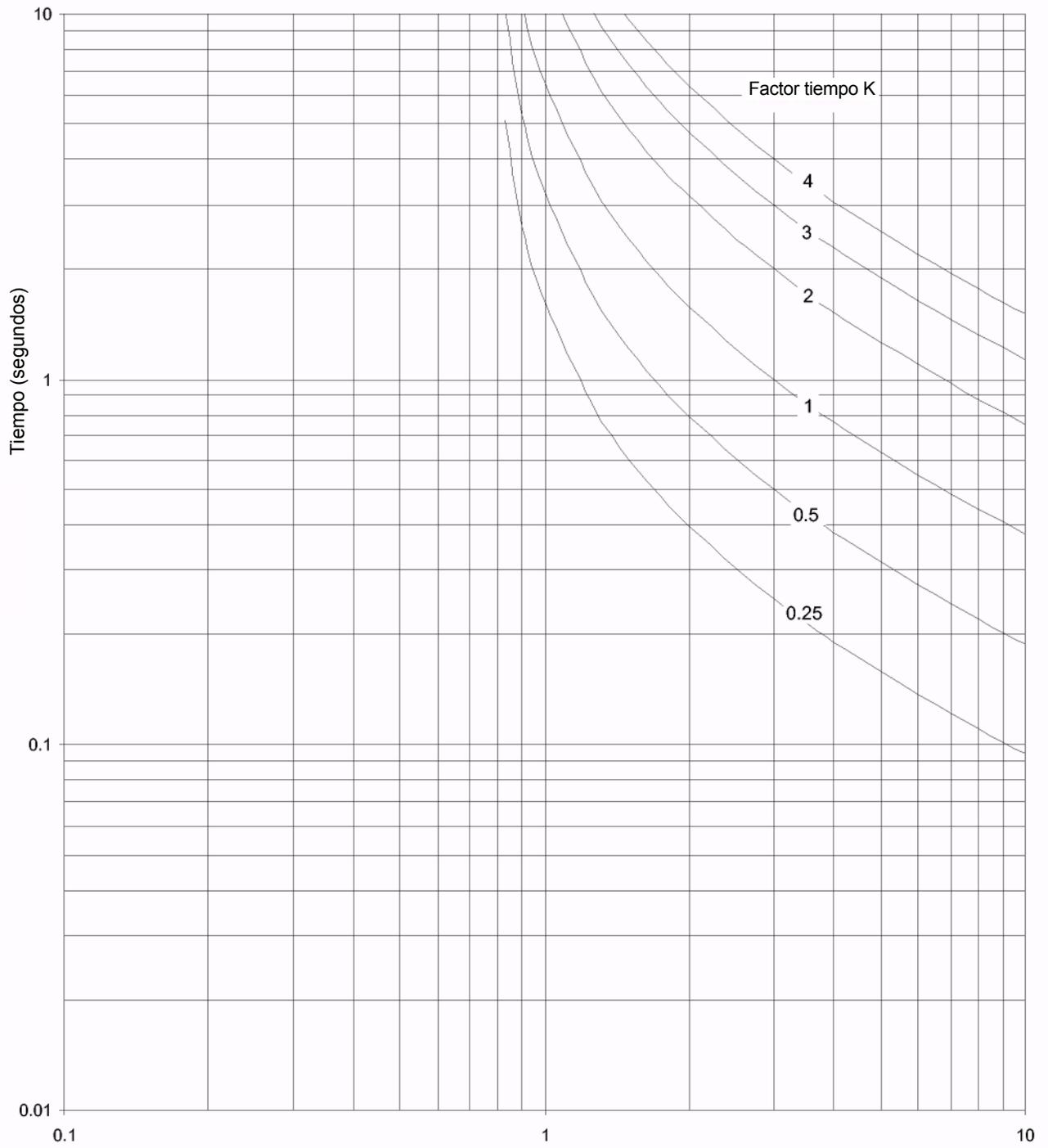


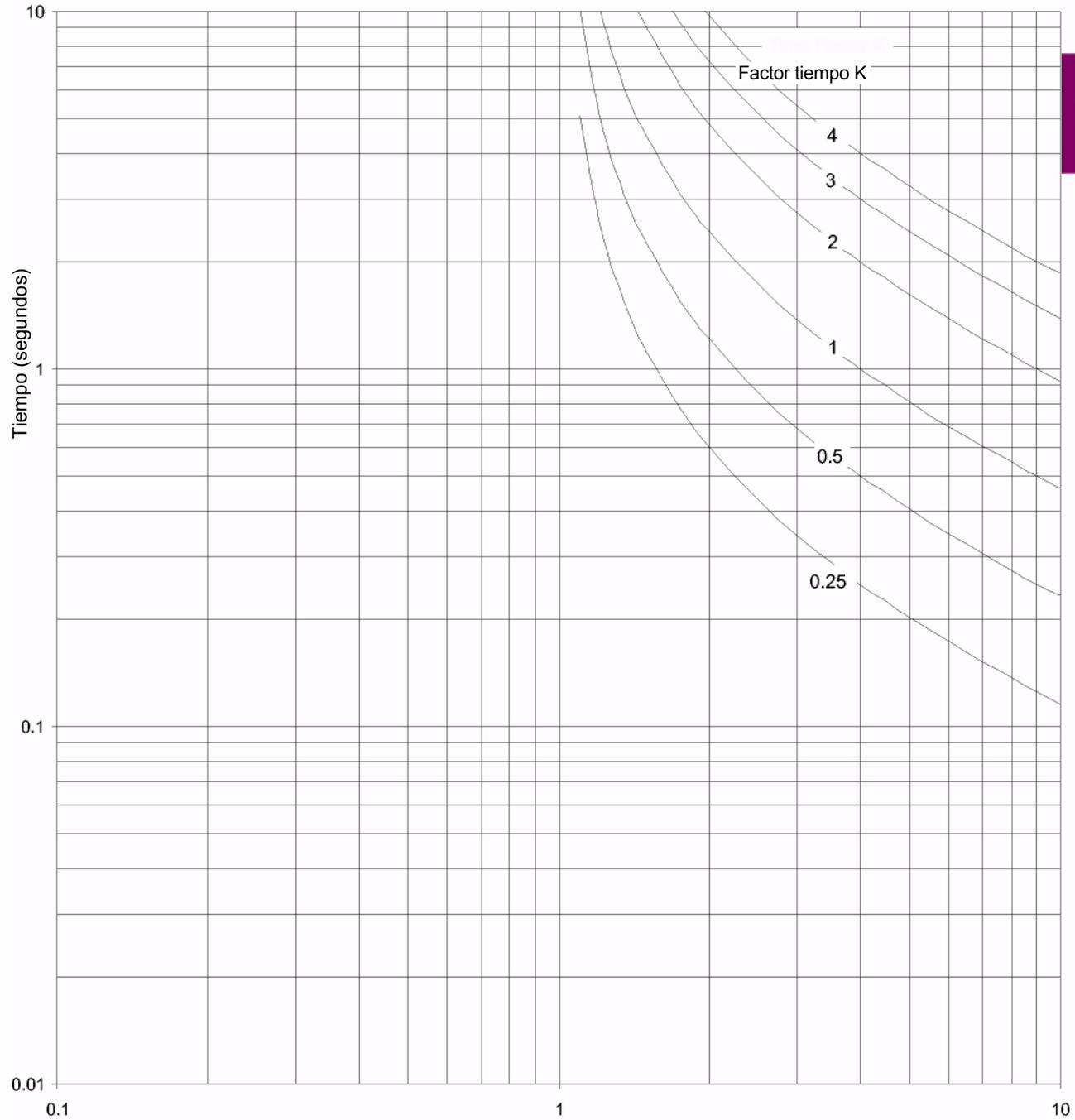
Figura 2-9: CARACTERÍSTICAS DE TIEMPO-CORRIENTE 51V PARA RESTRICCIÓN DEL 50%

2



Múltiplo de la calibración de la captación

FIGURA 2-10: CARACTERÍSTICAS DE TIEMPO-CORRIENTE 51V PARA RESTRICCIÓN DEL 75%



Múltiplo de la calibración de la captación

Figura 2-11: CARACTERÍSTICAS DE TIEMPO-CORRIENTE 51V PARA RESTRICCIÓN DEL 100%

2.3.8 FALLA A TIERRA DEL ESTATOR 64G-1

Algoritmo: 64G-1 opera si se cumple la siguiente condición:

$$V_{N1} \geq \text{PICKUP} \text{ para un tiempo } > \text{TL4 segundos}$$

en el cual: V_{N1} = tensión neutra de la frecuencia fundamental

CAPTACIÓN = 64G-1 calibración captación

TL4 = calibración cronomedidor TL4

La calibración 1103: **PICKUP** de 64G-1 debe fijarse con un margen seguro por sobre la tensión más alta (frecuencia fundamental) esperada en el neutro del generador en condiciones operativas normales. El cronomedidor TL4 debe fijarse con un margen de seguridad por encima del tiempo más largo de despeje para las fallas del sistema de energía que están fuera de la zona de protección del generador.

Para el sistema de generador de muestra,

fijar 1103: **PICKUP** = 5,0 voltios

fijar 1104: **TL4** = 1 segundo o más

2.3.9 FALLA A TIERRA DEL ESTATOR 64G-2

Algoritmo: 64G-2 opera si se cumple la siguiente condición:

$$\frac{V_{N3}}{(V_{P3}/3) + V_{N3}} \leq 0.15 \text{ para un tiempo } > \text{TL5 segundos}$$

La única calibración requerida para esta función opcional es que el cronomedidor TL5 (Calibración 1203: TL5) suministre un breve retardo para la seguridad de la función.

Para el sistema de generador de muestra,

fijar 1203: **TL5** = 0,10 segundo.

2.3.10 FALLA ESTATOR A TIERRA 27TN

El algoritmo: 27TN opera cuando se cumplen las siguientes condiciones (ver Figura 1-5: DIAGRAMA DE LÓGICA SIMPLE - 64G1, 64G2, 51GN, Y 24 en la página 1-14 para consultar el diagrama de lógica):

$$V_{N3} \leq 27N \text{ PICKUP y } V_1 \geq 25v \text{ para tiempo } > \text{TL20}$$

En donde: V_{N3} = tensión del tercer armónico en neutro del generador.

V_1 = tensión de secuencia positiva en las terminales del generador

TL20 = cronomedidor TL20 (Calibración 3004: **TL20**).

La calibración 1302: **PICKUP** debe fijarse con la sensibilidad de la característica V_{N3} que permita el generador, sin perder la seguridad. Puede establecerse una ventana flexible de energía para mejorar la seguridad de 27N. Por ejemplo, suponga que la V_{N3} disponible está por debajo de la captación de 27N para las salidas de energía en el rango de 50 a 80 vatios. La ventana flexible la proveen las Calibraciones 3005: **FORPWR-L** y 3006: **FORPWR-H**, que pueden fijarse en 47 y 85 vatios (basándose en un margen de aproximadamente un 5%) respectivamente para inhibir la función entre los límites. Esta función también puede bloquearse cuando el generador está fuera de línea; ver Calibración 2501: **SELBKDI1**.

2.3.11 ALARMA POR SOBREEXCITACIÓN (VOLTIOS/HERTZ: 24A)

Esta función tiene el propósito de dar la alarma antes de un disparo 24T, permitiendo al operador realizar una acción correctiva. La calibración 1302: **PICKUP** debe estar por debajo de la característica nominal continua en Voltios/Hz del generador o transformador elevador, la que sea más baja. El cronómetro TL6 (Calibración 1303: **TL6**) debe fijarse para minimizar las alarmas que pudieran interferir.

Para el sistema del generador de muestra, asumir un permitido por encima de V/Hz del 10%.

fijar **CAPTACIÓN** = 1 + (90% de 10%) por unidad = 1,09 por unidad

fijar **TL6** = 2 segundos

2.3.12 DISPARO POR SOBREEXCITACIÓN (VOLTIOS/HERTZ: 24T)

Algoritmo:

$$T1 = \frac{K}{\left(\frac{V/F}{PU \times (V_{NOM}/F_S)}\right)^2 - 1} \text{ segundos}$$

$$T2 = \frac{K}{\frac{V/F}{PU \times V_{NOM}/F_S} - 1} \text{ segundos}$$

$$T3 = \frac{K}{\left(\frac{V/F}{PU \times (V_{NOM}/F_S)}\right)^{0.5} - 1}$$

$$T4 = K \text{ segundos}$$

En donde

T1 = Tiempo operativo de CURVA #1 (ver Figura 2-12: CARACTERÍSTICAS DE TIEMPO DE LA FUNCIÓN 24T (CURVA 1) en la página 2-31)

T2 = Tiempo operativo de CURVA #2 (ver Figura 2-13: CARACTERÍSTICAS DE TIEMPO DE LA FUNCIÓN 24T (CURVA 2) en la página 2-32)

T3 = Tiempo operativo de CURVA #3 (ver Figura 2-14: CARACTERÍSTICAS DE TIEMPO DE LA FUNCIÓN 24T (CURVA 3) en la página 2-33)

T4 = Tiempo operativo de CURVA #4 – la característica de la curva #4 es de tiempo definido con tiempo operativo igual a K segundos si

$$\frac{V}{F} > PU \times \frac{V_{NOM}}{F_S}$$

K= Factor tiempo (Calibración 1406: **TIME FAC**)

V_{NOM} = Tensión nominal (Calibración 114: **NOM VOLT**)

F_S = Frecuencia del sistema (Calibración 102: **SYSFREQ**)

PU = Captación V/Hz (Calibración 1405: **INV PU**)

1. El algoritmo se procesa por separado para cada fase.

2. Los valores de V y V_{NOM} se utilizan como tensiones de falla tierra-fase para los VT conectados en estrella. Sin embargo, las tensiones fase-fase se utilizan para los VT conectados en triángulo.

La siguiente tabla muestra las tensiones para cada una de las tres fases para diferentes designaciones de fase (Calibración 116: **VT CONN**).

Tabla 2-3: TENSIONES 24A

FASE	TENSIONES			
FASE → VT →	ABC ESTRELLA	ABC TRIÁNGULO	ACB ESTRELLA	ACB TRIÁNGULO
A	V_A	V_{AB}	V_A	V_{AB}
B	V_B	V_{BC}	V_B	V_{BC}
C	V_C	V_{CA}	V_C	V_{CA}

3. Tiempo de reinicialización: Reinicialización lineal con un tiempo máximo = Calibración **RESET** (Calibración 1409).

Esta función debe fijarse con un margen de seguridad por debajo de la capacidad de excitación del generador o del transformador elevador, el que sea más bajo. El siguiente ejemplo se basa en el criterio tradicional de tiempo operativo de 45 segundos a V/Hz desde 1,1 a 1,18 por unidad. Sin embargo, deben obtenerse las curvas de capacidad de excitación real para el generador y el transformador para sacar una ventaja completa de la característica inversa de esta función. La calibración 1409: **RESET** debe fijarse de modo que coincida con la característica de enfriamiento del equipo protegido (si se la conoce). Si la característica de reinicialización no está disponible, puede utilizarse una calibración dentro del rango de 0 a 50 segundos.

Para el sistema de generador de muestra, usando la CURVA #4 (tiempo definido) y un tiempo operativo de 45 segundos:

- fijar **INV PU** = 1,10 por unidad
- fijar **TIME FAC** = 45 segundos
- fijar **INST PU** = 1,18 por unidad
- fijar **TL7** = 2 segundos
- fijar **RESET** = 30 segundos.

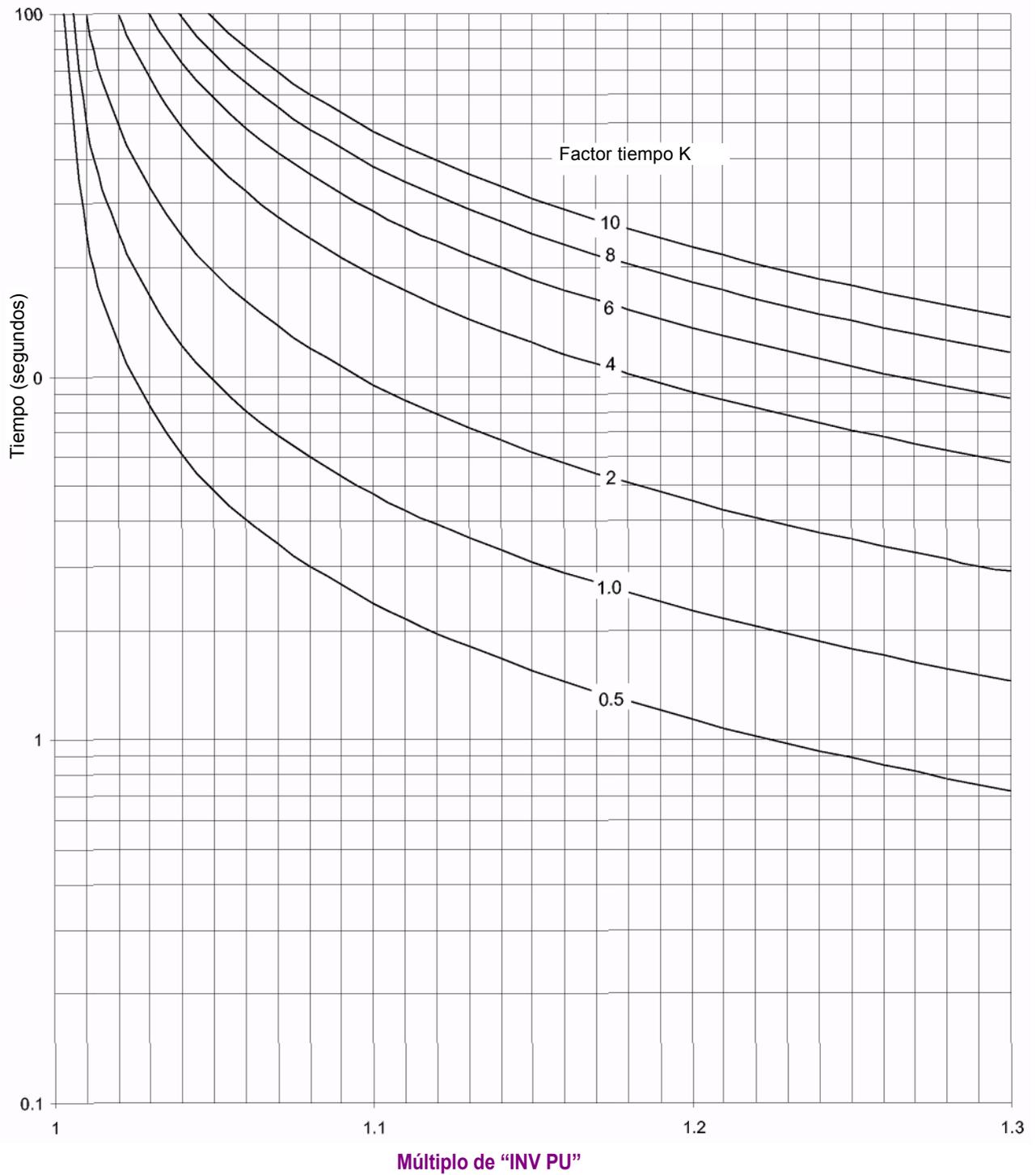
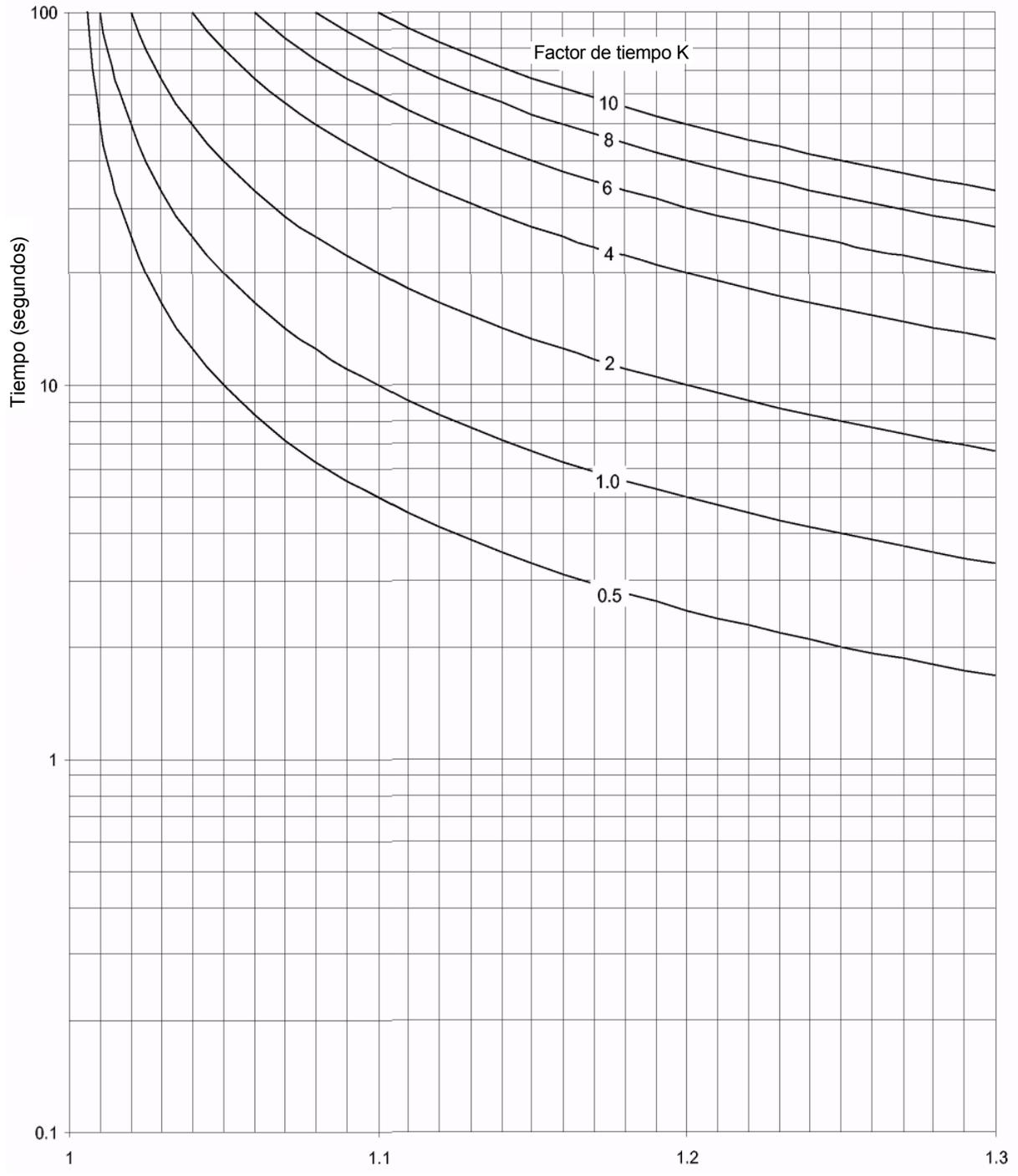


Figura 2-12: CARACTERÍSTICAS DE TIEMPO DE LA FUNCIÓN 24T (CURVA 1)

2



Múltiplo de "INV PU"
Figura 2-13: CARÁCTERÍSTICAS DE TIEMPO DE LA FUNCIÓN 24T (CURVA 2)

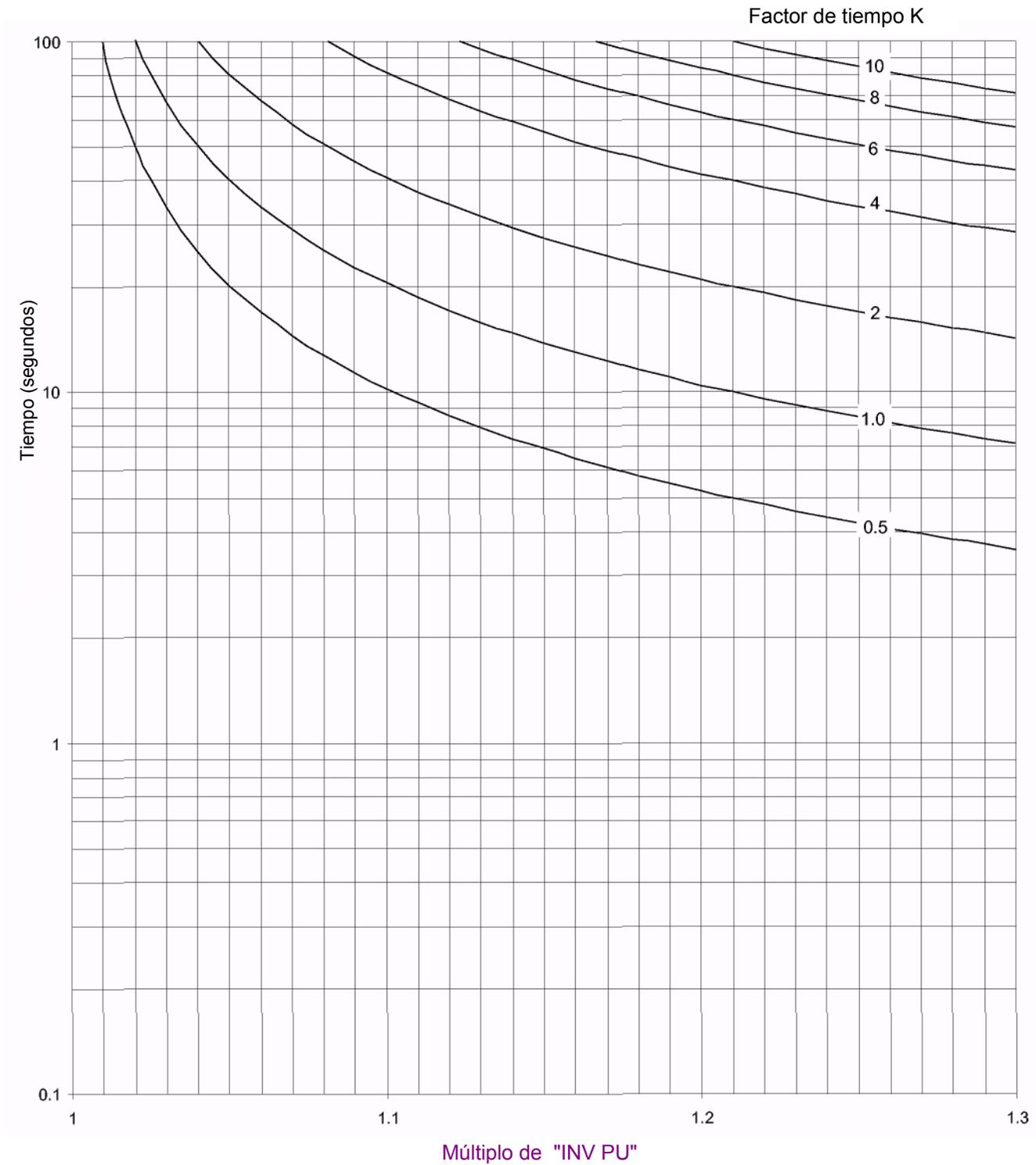


Figura 2-14: CARACTERÍSTICAS DE TIEMPO DE LA FUNCIÓN 24T (CURVA 3)

Algoritmo:

2

$$T1 = \frac{K}{\frac{V_1}{V_{PU}} - 1} \quad \text{segundos}$$

T2 = K segundos

T3 = sin retardo intencional

En donde:

T1 = Tiempo operativo **CURVA #1** (ver Figura 2-15: 59 CARACTERÍSTICAS TIEMPO-TENSIÓN)

T2 = Tiempo operativo para **CURVA #2** (la característica de la curva opcional #2 es de tiempo definido suministrando el tiempo operativo igual a K segundos si $V_1 > V_{PU}$)

T3 = Tiempo operativo de función instantánea opcional si $V_1 > V_{PU}$

K= Factor tiempo (Calibración 1504: **TIME FAC**)

V_i = Tensión de secuencia positiva (fase-fase)

V_{PU} = Captación de sobretensión (Calibración 1503: **INV PICKUP**)

V_{IPU} = Captación de sobretensión instantánea (Calibración 1506: **INST PU**)

Tiempo de reinicialización: Reinicialización lineal (1,4 segundos máximo)

Características: Figura 2-15:CARACTERÍSTICAS TIEMPO-TENSIÓN 59 muestra la CURVA #1 para valores seleccionados de K. La curva de cualquier otra calibración de K puede derivarse utilizando el algoritmo antes mencionado.

Esta función debe fijarse con un margen de seguridad por debajo de la capacidad de sobretensión del equipo protegido. La función 59 puede ofrecer soporte a la función 24T.

Para el sistema de generador de muestra, fijar 59 utilizando un criterio similar al de las calibraciones de 24T, excepto con sensibilidad inferior y tiempo de operación superior.

Fijar $V_{PU} = 1,1 \times \text{NOM VOLT} = 1,1 \times 114,3 = 126$ voltios

Para determinar el Factor de tiempo K (suponiendo que se utilice la CURVA #1), utilizar un tiempo operativo de alrededor de 45 segundos a un 115% de la tensión de PICKUP (captación).

Tensión (V) = $1,15 \times 126 = 144,9$ voltios

$$\text{Factor tiempo} \quad K = 45 \cdot \left(\frac{144,9}{126} - 1 \right) = 6.75$$

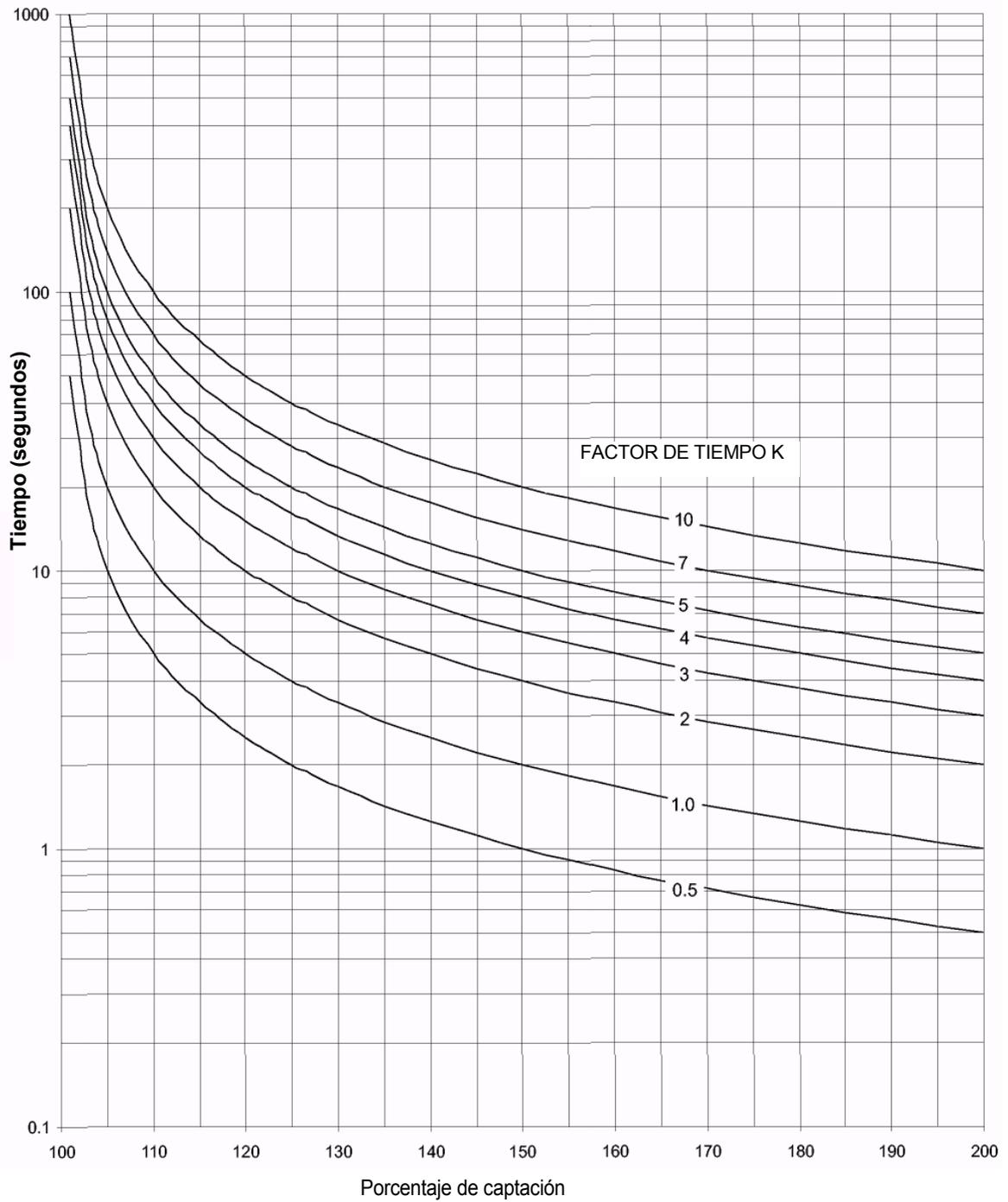


Figura 2-15: CARÁCTERÍSTICAS DE TIEMPO-TENSIÓN 59

2.3.14 CORTE POR BAJA TENSIÓN 81

La calibración 1601: **UVCUTOFF** puede fijarse en un 35 a un 99% de la tensión nominal (Calibración 114: **NOM VOLT**). Esta calibración puede utilizarse para bloquear la operación de las funciones de frecuencia durante las condiciones de puesta en marcha hasta que se aplique el campo del generador cercano al normal y que se genere la tensión fijada.

2

2.3.15 BAJA FRECUENCIA 81-U

Existen dos o cuatro funciones de baja frecuencia incluidas en el DGP, según el modelo. Cada una de las funciones (Calibraciones 1703/1803/1903/2003: **SET PNT**) puede fijarse desde 40,00 a 65,00 Hz, con un retardo de 0,1 a 999,9 segundos para 81-1U y 0,05 a 99,99 segundos para el otro(s). Las calibraciones reales dependerán de las filosofías de protección y operación de cada usuario.

2.3.16 SOBREFRECUENCIA 81-O

Existen dos o cuatro funciones de baja frecuencia incluidas en el DGP, según el modelo. Cada una de las funciones (Calibraciones 2103/2203/2303/2403: **SET PNT**) puede fijarse desde 45,00 a 79,99 Hz, con un retardo de 0,05 a 99,99 segundos. Las calibraciones reales dependerán de las filosofías de protección y operación de cada usuario.

2.3.17 ENTRADA DIGITAL DI

La calibración 2501: **SELBKDI1** determina la acción de bloqueo mediante una entrada digital DI1 (generador fuera de línea) cuando se energiza. Se fija desde 0 a 9 según las funciones de protección que deban bloquearse durante la puesta en marcha. La tabla que aparece a continuación describe las diferentes acciones de bloqueo:

Tabla 2-4: CONFIGURACIÓN DE BLOQUEO CON DI1

SELBKDI1	FUNCIONES DESHABILITADAS (X) POR DI1			
	81	32	64G2 / 27TN ¹	VTFE
NO BLK (0)	-	-	-	-
BLK#1 (1)	X	-	-	X
BLK #2 (2)	X	-	X	-
BLK #3 (3)	X	-	X	X
BLK #4 (4)	X	X	-	-
BLK #5 (5)	-	X	-	X
BLK #6 (6)	X	X	-	X
BLK #7 (7)	-	X	X	X
BLK #8 (8)	X	-	-	-
BLK #9 (9)	X	X	X	X

¹ Ver la Guía de Nomenclatura para las funciones disponibles.

Para los modelos DGP***ABA, algunas de las calibraciones **SELBKDI1** son funcionalmente redundantes, cualquiera de esas calibraciones puede utilizarse para obtener la funcionalidad especificada.

Durante la puesta en marcha debe bloquearse una combinación adecuada de las funciones 81, 32, 64G2, 27TN, y VTFF (generador fuera de línea) según sea necesario. Por ejemplo, para evitar la operación que pudiera interferir, la calibración 2501: **SELBKDI1** puede fijarse de la siguiente manera:

- BLK #6 para bloquear 81, 32, y VTFF para una máquina compuesta cruzada.
- BLK #8 para bloquear 81 si se aplica el generador de campo a una velocidad inferior a la velocidad correspondiente al punto de ajuste 81U más bajo.
- BLK #9 para bloquear las cuatro funciones de un generador de turbina a gas con arranque estático.

Las calibraciones 2502: **DI3 TRIP**, 2503: **DI3 ALARM**, 2504/5: **DI4 TRIP**, y 2505/6: **DI4 ALARM** pueden utilizarse para operar todos o cada uno de los relés de Disparo (94G a 94G3) o Alarma (74A a 74D). Si se seleccionan las calibraciones, la energización de la entrada digital correspondiente hará que el relé de disparo o alarma adecuado opere después de transcurrido el retardo, si corresponde.

La calibración 2508: **DI6 FUNC** puede fijarse en 0 (EXTVTFF) o 1 (DISPROT) para configurar la entrada DI6. Si se fija en 0 (EXTVTFF), la DI6 se configura para recibir una señal VTFF externa. Si se configura en 1 (DISPROT), la DI6 se configura para desactivar todas las funciones de protección siempre que la señal de entrada esté presente. Debe fijarse en 0 (EXTVTFF) si la entrada DI6 no se utiliza.

2.3.18 FALLA DEL FUSIBLE DEL TRANSFORMADOR DE TENSIÓN VTFF

La calibración 2601: **VTFF** puede fijarse en 0 (DISABLE-DESHABILITAR) o 1 (ENABLE-HABILITAR) según se desee. Se recomienda fijar la **VTFF = 1 (ENABLE)** si no se utiliza la entrada VTFF externa (DI6). Si se utiliza la entrada VTFF externa, la Calibración **VTFF** dependerá de la preferencia del usuario.

2.3.19 ENERGIZACIÓN ACCIDENTAL AE

La calibración 2703: **AE ARM** puede fijarse en 0 (AND-Y) o 1 (OR-O) según se desee. Si se fija en 0 (AND), la lógica se armará cuando la tensión de secuencia positiva sea $V1 < 30$ voltios y cuando el generador esté fuera de línea. Si se la fija en 1 (OR), la lógica se armará cuando la tensión sea $V1 < 30$ voltios o el generador esté fuera de línea. Se recomienda la calibración 0 (AND). Sin embargo, si se aplican las **dos** condiciones siguientes, debe fijarse en 1 (OR) para un eficaz armado de la lógica.

- El sistema del generador incluye un dispositivo de desconexión del generador (interruptor), **y**
- Los VT están conectados al lado del sistema de energía del dispositivo de desconexión.

Debido a que la bandera de captación de la función 51V se utiliza para la señal de sobrecorriente instantánea en la lógica de Energización Accidental (Figura 1-3: DIAGRAMA DE LÓGICA SIMPLE - 87G, 32, 27, 59, Y AE en la página 1-12), debe utilizarse el siguiente criterio adicional en la calibración de 51V PICKUP.

51V PICKUP (Calibración 1003: **PICKUP**) debe fijarse con un margen seguro por encima de I_{LMAX} , en donde I_{LMAX} es la corriente de carga máxima esperada de la máquina. Si la Calibración 2703: **AE ARM** se fija en 1 (OR) y es probable la pérdida simultánea de las tensiones trifásicas, entonces **PICKUP** debe fijarse con un margen de seguridad por encima de $3,33 \times I_{LMAX}$.

La función AE estará desactivada efectivamente si la función 51V es desactivada poniendo tanto sus códigos de **TRIP** como de **ALARM** (Calibraciones 1001 y 1002) en 0000. Esto se suma al modo normal de deshabilitar una función AE fijando sus códigos de **TRIP** y **ALARM** (Calibraciones 2701 y 2702) en 0000.

Para el sistema generador de muestra, fijar AE ARM = (AND)

2.3.20 SOBRECORRIENTE A TIERRA 51GN

Algoritmo:

$$\text{Tiempo operativo } T = \frac{K}{\sqrt{I_{NR}/I_{PU}} - 1} \text{ segundos}$$

En donde:

K = Factor tiempo (Calibración 2804: **TIME FAC**)

I_{NR} = Corriente neutra (frecuencia fundamental)

I_{PU} = Calibración 2803: **PICKUP** corriente

Reset Time: Reinicialización lineal (1,4 segundos como máximo)

Características: La Figura 2-16: CARACTERÍSTICAS DE TIEMPO-CORRIENTE 51 GN muestra las curvas para los valores seleccionados de K . La curva para cualquier otro valor de K puede derivarse utilizando el algoritmo antes indicado.

La calibración 2803: **PICKUP** de 51 GN debe fijarse con un margen de seguridad por encima de la mayor corriente neutra esperada (frecuencia fundamental) en condiciones operativas normales. La calibración 2804: **TIME FAC** debe fijarse de modo que coordine con otro dispositivo de protección para las fallas del sistema de energía que están fuera de la zona de protección del generador.

Para el sistema del generador de muestra, no puede utilizarse la función 51 GN, debido a la alta resistencia de puesta a tierra y la alta relación CT para la función. Fijar las calibraciones 2801: **DISPARO** y 2802: **ALARMA** en 0000 para deshabilitar la función.

2.3.21 BAJA TENSION 27

Algoritmo:

$$T1 = \frac{K}{(V_{PU}/V_1) - 1} \text{ segundos}$$

en donde:

$T1$ = Tiempo de operación para la CURVA #1 (Figura 2-17: 27 CARACTERÍSTICAS TIEMPO-TENSIÓN en la página 2-40)

$T2$ = Tiempo de operación para la CURVA #2 (la característica de la CURVA #2 es de tiempo definido con el tiempo operativo igual a K segundos si $V_1 < V_{PU}$)

V_1 = Tensión de secuencia positiva (fase-fase).

V_{PU} = Umbral de la función baja tensión (Calibración 2903: **PICKUP**).

Reset Time: Reinicialización lineal (1,4 segundos máximo)

El algoritmo NO se procesa si la entrada DI1 (generador fuera de línea) está presente.

Características: La Figura 2-17: CARACTERÍSTICAS TIEMPO-TENSIÓN 27 muestra la CURVA #1 para los valores seleccionados de K . La curva para cualquier otra calibración K puede derivarse utilizando el algoritmo antes mencionado. Esta función opcional puede utilizarse para aislar al generador del sistema de servicios en el caso de una condición de baja tensión. Las calibraciones 2905: **CURVA #**, 2903: **PICKUP**, y 2904: **TIME FAC** debe fijarse para sobrepasar las caídas de tensión causadas por las fallas normales del sistema de energía.

Para el sistema del generador de muestra, 27 puede fijarse de la siguiente manera:

CURVA # = 2 (Tiempo definido)

CAPTACIÓN = 102 V (< 90% de **NOM VOLT** de 114.3 V)

TIME FAC = 1,0 segundo

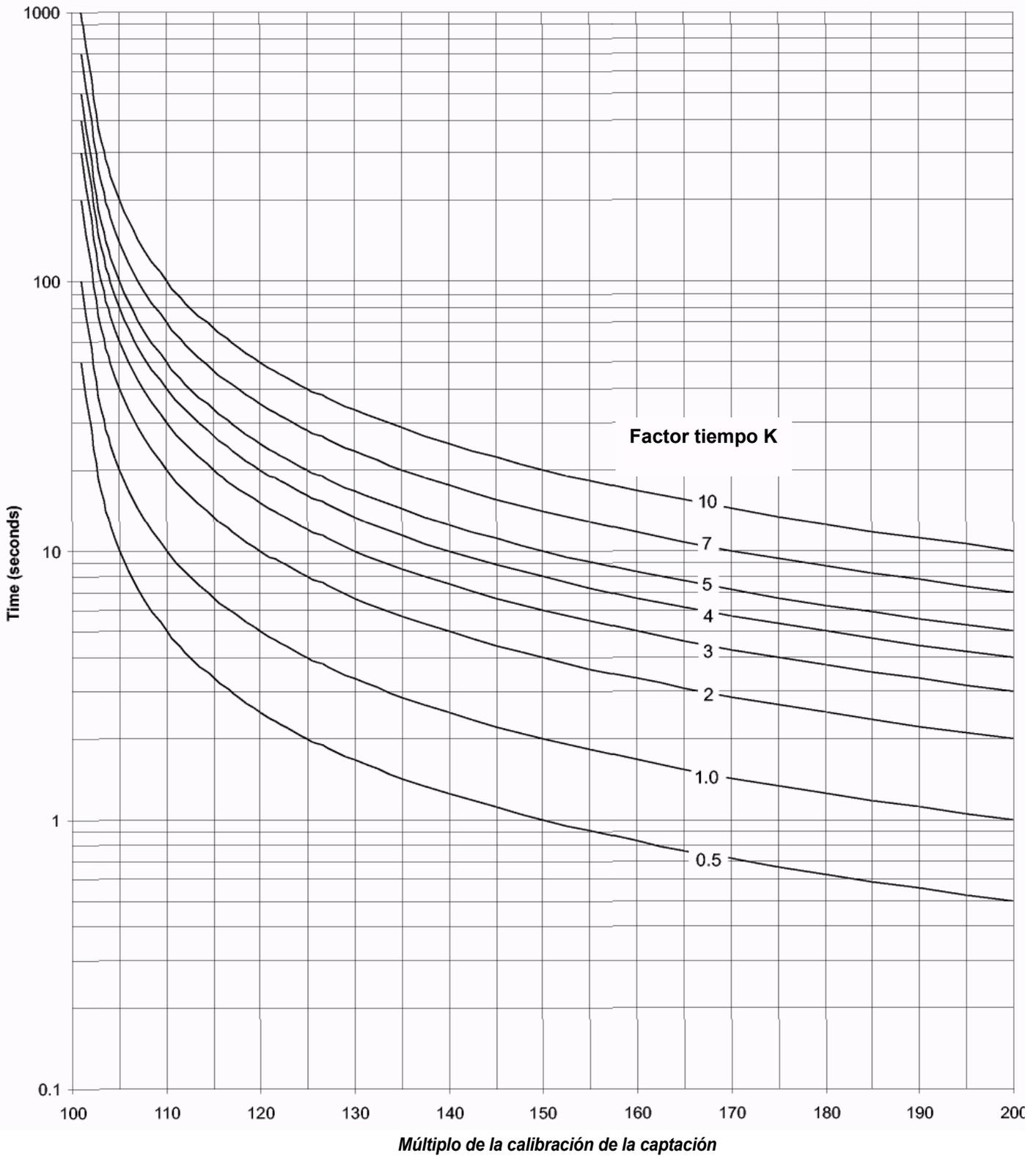


Figura 2-16: 51 GN CARACTERÍSTICAS TIEMPO-CORRIENTE

2

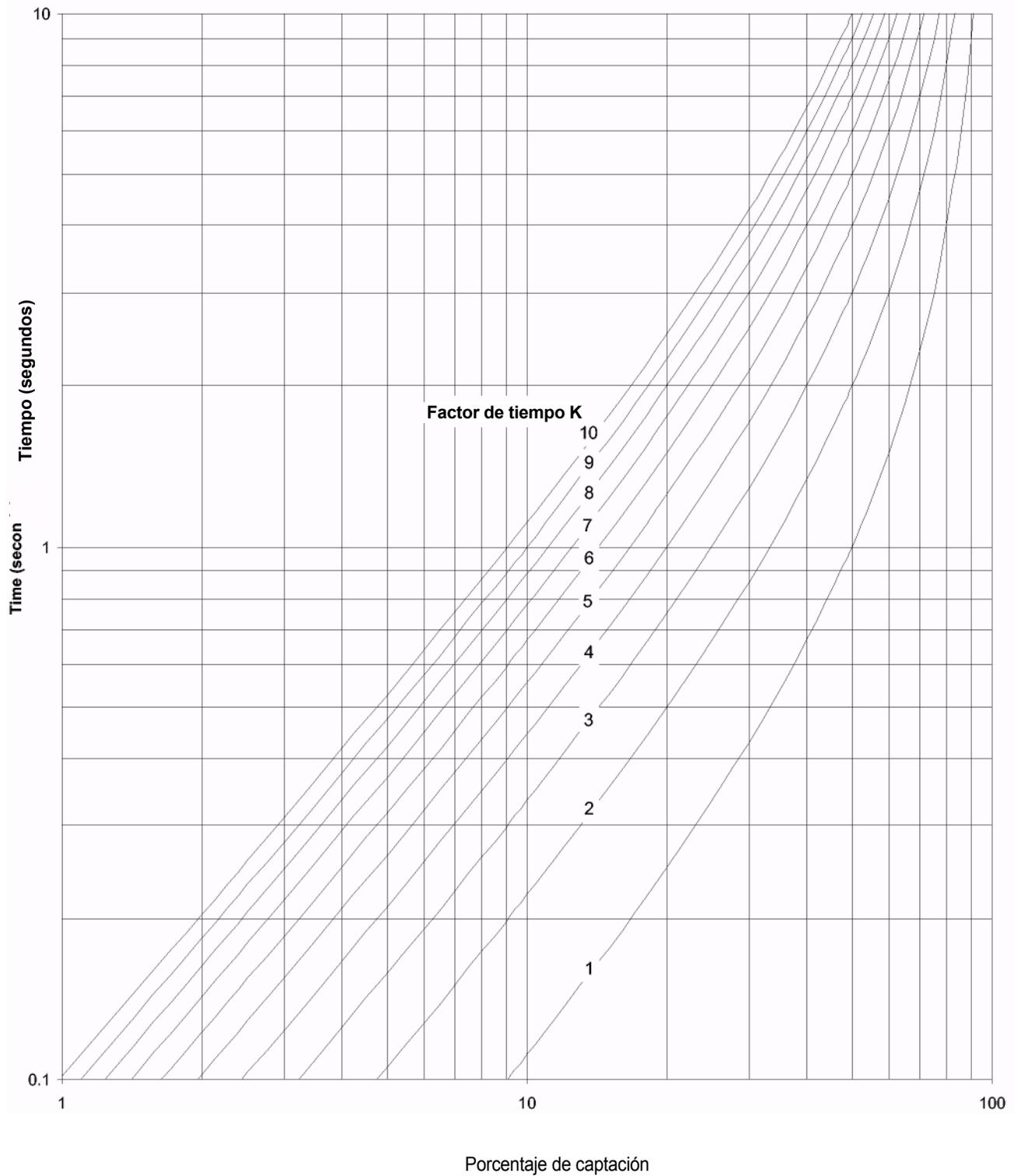


Figura 2-17: 27 CARACTERÍSTICAS TIEMPO-TENSIÓN

2.4.1 TABLA DE CALIBRACIONES DGP***AAA

Tabla 2-5: TABLA DE CALIBRACIONES DGP***AAA (Hoja 1 de 5)

UBICACIÓN: NÚMERO DE MODELO DEL RELÉ: DGP ___ AAA		NÚMERO DEL GENERADOR: NÚMERO DE VERSIÓN PROM: V ___ . ___ _D	
CALIBRACIÓN #	MNEMÓNICO	DESCRIPCIÓN	CALIBRACIÓN USUARIO
CONFIGURACIÓN: CONFIG			
101	UNHID	Número ID de la unidad	
102	SYSFREQ	Frecuencia del sistema	Hz
103	SEL TVM	Seleccionar monitoreo tensión del disparo	
104	SEL TCM	Seleccionar monitoreo corriente del disparo	
105	SELPRIM	Seleccionar unidades Primaria/Secundaria	
106	CT RATIO	Relación transformador de corriente	
107	VT RATIO	Relación transformador de tensión	
108	COMMPORT	Puerto de comunicaciones	
109	FASE	Rotación de fase	
110	TIMESYNC	Fuente de sincronización de tiempo	
111	NUM FITS	Cantidad de eventos de falla almacenados	
112	PREFLT	Cantidad de ciclos previos a la falla almacenados	Ciclos
113	OSCTRIG	Disparo oscilográfico externo	
114	NOM VOLT	Tensión nominal del generador	Voltios
115	RATEDCUR	Corriente nominal del generador	Amps
116	VT CONN	Tipo de conexión del VT	
DIFERENCIAL DEL ESTATOR: 87G			
201	TRIP	Configurar salidas de disparo	
202	ALARMA	Configurar salidas de alarma	
203	K1	Factor K	%
204	PICKUP	Nivel de captación	Amps
DESEQUILIBRIO DE CORRIENTE - ALARMA: 46A			
301	ALARMA	Configurar salidas de alarma	
302	PICKUP	Corriente de captación (Secuencia negativa)	Amps
303	TL14	Calibración Cronomedidor TL14	Seg.
DESEQUILIBRIO DE CORRIENTE - TRIP: 46T			
401	TRIP	Configurar salidas de disparo	

Tabla 2-5: TABLA DE CALIBRACIONES DGP***AAA (Hoja 2 de 5)

UBICACIÓN:		NÚMERO DEL GENERADOR:	
NÚMERO DE MODELO DEL RELÉ: DGP ___ AAA		NÚMERO DE VERSIÓN PROM: V ___ . ___ _D	
CALIBRACIÓN#	MNEMÓNICO	DESCRIPCIÓN	CALIBRACIÓN USUARIO
402	ALARM	Configurar salidas de alarma	
403	PICKUP	Corriente de captación (Secuencia negativa)	Amps
404	K2	Factor K	Seg.
PÉRDIDA DE EXCITACIÓN - SUPERVISIÓN: 40			
501	SELV2SUP	Seleccionar V2 supervisión de 40	
PÉRDIDA DE EXCITACIÓN - ZONA 1 : 40-1			
601	TRIP	Configurar salidas de disparo	
602	ALARM	Configurar salidas de alarma	
603	CENTER	Centro de la característica	Ohmios
604	RADIUS	Radio de la característica	Ohmios
605	TL12	Calibración cronomedidor TL12	Seg.
PÉRDIDA DE EXCITACIÓN - ZONA 2: 40-2			
701	TRIP	Configurar salidas de disparo	
702	ALARM	Configurar salidas de alarma	
703	CENTER	Centro de la característica	Ohmios
704	RADIUS	Radio de la característica	Ohmios
705	TL13	Calibración cronomedidor TL13	Seg.
FUERZA INVERSA #1 : 32-1			
801	TRIP	Configurar salidas de disparo	
802	ALARM	Configurar salidas de alarma	
803	SQ TR EN	Habilitar disparo secuencial	
804	REV PWR	Captación de fuerza inversa	Vatios
805	TL1	Calibración de cronomedidor TL1	Seg.
FUERZA INVERSA #2: 32-2			
901	TRIP	Configurar salidas de disparo	
902	ALARM	Configurar salidas de alarma	
903	REV PWR	Captación de fuerza inversa	Vatios
904	TL2	Calibración cronomedidor TL2	Seg.
SOBRECORRIENTE CON RESTRICCIÓN DE TENSIÓN: 51V			
1001	TRIP	Configurar salidas de disparo	

Tabla 2-5: TABLA DE CALIBRACIONES DGP***AAA (Hoja 3 de 5)

UBICACIÓN:		NÚMERO DEL GENERADOR:	
NÚMERO DE MODELO DEL RELÉ: DGP ___ AAA		NÚMERO DE VERSIÓN PROM: V ___ . ___ _D	
CALIBRACIÓN #	MNEMÓNICO	DESCRIPCIÓN	CALIBRACIÓN USUARIO
1002	ALARM	Configurar salidas de alarma	
1003	PICKUP	Corriente de captación	Amps
1004	TIME FAC	Factor tiempo	Seg.
PUESTA A TIERRA ESTATOR - ZONA 1 : 64G1			
1101	TRIP	Configurar salidas de disparo	
1102	ALARM	Configurar salidas de alarma	
1103	PICKUP	Tensión de captación	Voltios
1104	TL4	Calibración Cronomedidor TL4	Seg.
PUESTA A TIERRA ESTATOR - ZONA 1 : 64G2			
1201	TRIP	Configurar salidas de disparo	
1202	ALARM	Configurar salidas de alarma	
1203	TL5	Calibración Cronomedidor TL5	Seg.
SOBREEXCITACIÓN – ALARMA: 24A			
1301	ALARM	Configurar salidas de alarma	
1302	PICKUP	Captación (V/Hz)	Por unidad
1303	TL6	Calibración Cronomedidor TL6	Seg.
SOBREEXCITACIÓN - TRIP: 24T			
1401	TRIP ON	Configurar salidas de disparo (en línea)	
1402	TRIP OFF	Configurar salidas de disparo (fuera de línea)	
1403	ALARM	Configurar salidas de alarma	
1404	CURVE #	Número de curva (Característica inversa)	
1405	INVPU	Captación - V/Hz (Característica inversa)	Por unidad
1406	TIME FAC	Factor tiempo	Seg.
1407	INST PU	Captación - V/Hz (Instantánea)	Por unidad
1408	TL7	Calibración Cronomedidor TL7	Seg.
1409	RESET	Tiempo reinicialización	Seg.
SOBRE TENSIÓN: 59			
1501	TRIP	Configurar salidas de disparo	
1502	ALARM	Configurar salidas de alarma	
1503	PICKUP	Tensión de captación función inversa (secuencia positiva)	Voltios

Tabla 2-5: TABLA DE CALIBRACIONES DGP***AAA (Hoja 4 de 5)

UBICACIÓN:		NÚMERO DEL GENERADOR:	
NÚMERO DE MODELO DEL RELÉ: DGP ___ AAA		NÚMERO DE VERSIÓN PROM: V ___ . ___ _ D	
CALIBRACIÓN #	MNEMÓNICO	DESCRIPCIÓN	CALIBRACIÓN USUARIO
1504	TIME FAC	Factor tiempo	Seg.
CORTE DE TENSIÓN DE SOBRE/BAJA FRECUENCIA: 81			
1601	UVCUTOFF	Nivel de corte de baja tensión para funciones 81	Voltios
PUNTO DE AJUSTE BAJA FRECUENCIA 1 : 81-1 U			
1701	TRIP	Configurar salidas de disparo	
1702	ALARM	Configurar salidas de alarma	
1703	SET PNT	Punto de ajuste	Hz
1704	TL8	Calibración Cronomedidor TL8	Seg.
PUNTO DE AJUSTE BAJA FRECUENCIA 2: 81-2U			
1801	TRIP	Configurar salidas de disparo	
1802	ALARM	Configurar salidas de alarma	
1803	SET PNT	Punto de ajuste	Hz
1804	TL9	Calibración Cronomedidor TL9	Seg.
PUNTO DE AJUSTE BAJA FRECUENCIA 3: 81-3U			
1901	TRIP	Configurar salidas de disparo	
1902	ALARM	Configurar salidas de alarma	
1903	SET PNT	Punto de ajuste	Hz
1904	TL10	Calibración Cronomedidor TL10	Seg.
PUNTO DE AJUSTE BAJA FRECUENCIA 4: 81-4U			
2001	TRIP	Configurar salidas de disparo	
2002	ALARM	Configurar salidas de alarma	
2003	SET PNT	Punto de ajuste	Hz
2004	TL11	Calibración Cronomedidor TL11	Seg.
PUNTO DE AJUSTE SOBREFRECUENCIA 1 : 81-10			
2101	TRIP	Configurar salidas de disparo	
2102	ALARM	Configurar salidas de alarma	
2103	SET PNT	Punto de ajuste	Hz
2104	TL15	Calibración Cronomedidor TL15	Seg.
PUNTO DE AJUSTE SOBREFRECUENCIA 2: 81-20			
2201	TRIP	Configurar salidas de disparo	

Tabla 2-5: TABLA DE CALIBRACIONES DGP***AAA (Hoja 5 de 5)

UBICACIÓN:		NÚMERO DEL GENERADOR:	
NÚMERO DE MODELO DEL RELÉ: DGP ___ AAA		NÚMERO DE VERSIÓN PROM: V___ . ___ _D	
CALIBRACIÓN #	MNEMÓNICO	DESCRIPCIÓN	CALIBRACIÓN USUARIO
2202	ALARM	Configurar salidas de alarma	
2203	SET PNT	Punto de ajuste	Hz
2204	TL16	Calibración Cronomedidor TL16	Seg.
PUNTO DE AJUSTE SOBREFRECUENCIA 3: 81-30			
2301	TRIP	Configurar salidas de disparo	
2302	ALARM	Configurar salidas de alarma	
2303	SET PNT	Punto de ajuste	Hz
2304	TL17	Calibración Cronomedidor TL17	Seg.
PUNTO DE AJUSTE SOBREFRECUENCIA 4: 81-40			
2401	TRIP	Configurar salidas de disparo	
2402	ALARM	Configurar salidas de alarma	
2403	SET PNT	Punto de ajuste	Hz
2404	TL18	Calibración Cronomedidor TL18	Seg.
ENTRADA DIGITAL: DIG INP			
2501	SELBKDI1	Seleccionar acción de bloqueo por entrada DI1	
2502	DI3TRIP	Configurar salidas de disparo	
2503	DI3ALRM	Configurar salidas de alarma	
2504	DI4TRIP	Configurar salidas de disparo	
2505	DI4ALRM	Configurar salidas de alarma	
FALLA FUSIBLE TRANSFORMADOR DE TENSIÓN: VTFF			
2601	VTFF	Habilitar/Deshabilitar VTFF	
ENERGIZACIÓN ACCIDENTAL: AE			
2701	TRIP	Configurar salidas de disparo	
2702	ALARM	Configurar salidas de alarma	
2703	AEARM	Lógica de armado, energización accidental	

2.4.2 TABLA DE CALIBRACIONES DGP***ABA

Tabla 2-6: TABLA DE CALIBRACIONES DGP***ABA (Hoja 1 de 5)

UBICACIÓN: NÚMERO DE MODELO DEL RELÉ: DGP ___ ABA		NÚMERO DEL GENERADOR: NÚMERO DE VERSIÓN PROM: V___ . ____ _D	
CALIBRACIÓN #	MNEMÓNICO	DESCRIPCIÓN	CALIBRACIÓN USUARIO
CONFIGURACIÓN: CONFIG			
101	UNHID	Número ID de la unidad	
102	SYSFREQ	Frecuencia del sistema	Hz
103	SEL TVM	Seleccionar monitoreo tensión del disparo	
104	SEL TCM	Seleccionar monitoreo corriente del disparo	
105	SELPRIM	Seleccionar unidades Primaria/Secundaria	
106	CT RATIO	Relación transformador de corriente	
107	VT RATIO	Relación transformador de tensión	
108	COMMPORT	Puerto de comunicaciones	
109	FASE	Rotación de fase	
110	TIMESYNC	Fuente de sincronización de tiempo	
111	NUM FITS	Cantidad de eventos de falla almacenados	
114	NOM VOLT	Tensión nominal del generador	Voltios
115	RATEDCUR	Corriente nominal del generador	Amps
116	VT CONN	Tipo de conexión del VT	
117	NCTRATIO	Relación transformador de corriente (Neutral)	
DIFERENCIAL DEL ESTATOR: 87G			
201	TRIP	Configurar salidas de disparo	
202	ALARM	Configurar salidas de alarma	
203	K1	Factor K	%
204	PICKUP	Nivel de captación	Amps
DESEQUILIBRIO DE CORRIENTE - ALARM: 46^a			
301	ALARM	Configurar salidas de alarma	
302	PICKUP	Corriente de captación (Secuencia negativa)	Amps
303	TL14	Calibración Cronomedidor TL14	Seg.
DESEQUILIBRIO DE CORRIENTE - TRIP: 46T			
401	TRIP	Configurar salidas de disparo	
402	ALARM	Configurar salidas de alarma	

Tabla 2-6: TABLA DE CALIBRACIONES DGP***ABA (Hoja 2 de 5)

UBICACIÓN:		NÚMERO DEL GENERADOR:	
NÚMERO DE MODELO DEL RELÉ: DGP ___ ABA		NÚMERO DE VERSIÓN PROM: V ___ . ___ _ D	
CALIBRACIÓN #	MNEMÓNICO	DESCRIPCIÓN	CALIBRACIÓN USUARIO
403	PICKUP	Corriente de captación (Secuencia negativa)	Amps
404	K2	Factor K	Seg.
PÉRDIDA DE EXCITACIÓN - SUPERVISIÓN: 40			
501	SELV2SUP	Seleccionar V2 supervisión de 40	
PÉRDIDA DE EXCITACIÓN - ZONA 1 : 40-1			
601	TRIP	Configurar salidas de disparo	
602	ALARM	Configurar salidas de alarma	
603	CENTER	Centro de la característica	Ohmios
604	RADIUS	Radio de la característica	Ohmios
605	TL12	Calibración de cronomedidor TL1 2	Seg.
PÉRDIDA DE EXCITACIÓN - ZONA 2: 40-2			
701	TRIP	Configurar salidas de disparo	
702	ALARM	Configurar salidas de alarma	
703	CENTER	Centro de la característica	Ohmios
704	RADIUS	Radio de la característica	Ohmios
705	TL13	Calibración cronomedidor TL13	Seg.
FUERZA INVERSA: 32-1			
801	TRIP	Configurar salidas de disparo	
802	ALARM	Configurar salidas de alarma	
803	SQ TR EN	Habilitar disparo secuencial	
804	REV PWR	Captación de fuerza inversa	Vatios
805	TL1	Calibración de cronomedidor TL1	Seg.
SOBRECORRIENTE CON RESTRICCIÓN DE TENSIÓN: 51V			
1001	TRIP	Configurar salidas de disparo	
1002	ALARM	Configurar salidas de alarma	
1003	PICKUP	Corriente de captación	Amps
1004	TIME FAC	Factor tiempo	Seg.
PUESTA A TIERRA ESTATOR - ZONA 1 : 64G1			
1101	TRIP	Configurar salidas de disparo	
1102	ALARM	Configurar salidas de alarma	

Tabla 2-6: TABLA DE CALIBRACIONES DGP***ABA (Hoja 3 de 5)

UBICACIÓN:		NÚMERO DEL GENERADOR:	
NÚMERO DE MODELO DEL RELÉ: DGP ___ ABA		NÚMERO DE VERSIÓN PROM: V ___ . ___ _D	
CALIBRACIÓN #	MNEMÓNICO	DESCRIPCIÓN	CALIBRACIÓN USUARIO
1103	PICKUP	Tensión de captación	Voltios
1104	TL4	Calibración cronomedidor TL4	Seg.
SOBREEXCITACIÓN – ALARMA: 24ª			
1301	ALARM	Configurar salidas de alarma	
1302	PICKUP	Captación (V/Hz)	Por unidad
1303	TL6	Calibración cronomedidor TL6	Seg.
SOBREEXCITACIÓN – DISPARO: 24T			
1401	TRIP ON	Configurar salidas de disparo (en línea)	
1402	TRIP OFF	Configurar salidas de disparo (fuera de línea)	
1403	ALARM	Configurar salidas de alarma	
1404	CURVE #	Número de curva (Característica inversa)	
1405	INVPU	Captación - V/Hz (Característica inversa)	Por unidad
1406	TIME FAC	Factor tiempo	Seg.
1407	INST PU	Captación - V/Hz (Instantánea)	Por unidad
1408	TL7	Calibración cronomedidor TL7	Seg.
1409	RESET	Tiempo reinicialización	Seg.
SOBRETENSIÓN: 59			
1501	TRIP	Configurar salidas de disparo	
1502	ALARM	Configurar salidas de alarma	
1503	PICKUP	Tensión de captación función inversa (secuencia positiva)	Voltios
1504	TIME FAC	Factor tiempo	Seg.
1505	CURVE #	Número de curva (1 = Inversa; 2 = Tiempo definido)	
CORTE DE TENSIÓN DE SOBRE/BAJA FRECUENCIA: 81			
1601	UVCUTOFF	Nivel de corte de baja tensión para funciones 81	Voltios
PUNTO DE AJUSTE BAJA FRECUENCIA 1 : 81-1 U			
1701	TRIP	Configurar salidas de disparo	
1702	ALARM	Configurar salidas de alarma	
1703	SET PNT	Punto de ajuste	Hz
1704	TL8	Calibración cronomedidor TL8	Seg.

Tabla 2-6: TABLA DE CALIBRACIONES DGP***ABA (Hoja 4 de 5)

UBICACIÓN:		NÚMERO DEL GENERADOR:	
NÚMERO DE MODELO DEL RELÉ: DGP ___ ABA		NÚMERO DE VERSIÓN PROM: V ___ . ___ _ D	
CALIBRACIÓN #	MNEMÓNICO	DESCRIPCIÓN	CALIBRACIÓN USUARIO
PUNTO DE AJUSTE BAJA FRECUENCIA 2: 81-2U			
1801	TRIP	Configurar salidas de disparo	
1802	ALARM	Configurar salidas de alarma	
1803	SET PNT	Punto de ajuste	Hz
1804	TL9	Calibración cronomedidor TL9	Seg.
PUNTO DE AJUSTE SOBREFRECUENCIA 1 : 81-10			
2101	TRIP	Configurar salidas de disparo	
2102	ALARM	Configurar salidas de alarma	
2103	SET PNT	Punto de ajuste	Hz
2104	TL15	Calibración cronomedidor TL1 5	Seg.
PUNTO DE AJUSTE SOBREFRECUENCIA 2: 81-20			
2201	TRIP	Configurar salidas de disparo	
2202	ALARM	Configurar salidas de alarma	
2203	SET PNT	Punto de ajuste	Hz
2204	TL16	Calibración cronomedidor TL16	Seg.
ENTRADA DIGITAL: DIG INP			
2501	SELBKDI1	Seleccionar acción de bloqueo por entrada D11	
2502	DI3TRIP	Configurar salidas de disparo	
2503	DI3 ALRM	Configurar salidas de alarma	
2504	DI3TIMR	Retardo captación, cronomedidor DI3	Seg.
2505	DI4TRIP	Configurar salidas de disparo	
2506	DI4ALRM	Configurar salidas de alarma	
2507	DI4TIMR	Retardo captación, cronomedidor DI4	Seg.
2508	DI6 FUNG	Definir función DI6	
FALLA FUSIBLE TRANSFORMADOR DE TENSIÓN: VTFF			
2601	VTFF	Habilitar/Deshabilitar VTFF	
ENERGIZACIÓN ACCIDENTAL: AE			
2701	TRIP	Configurar salidas de disparo	
2702	ALARM	Configurar salidas de alarma	
2703	AEARM	Lógica de armado, energización accidental	

Tabla 2-6: TABLA DE CALIBRACIONES DGP***ABA (Hoja 5 de 5)

UBICACIÓN:		NÚMERO DEL GENERADOR:	
NÚMERO DE MODELO DEL RELÉ: DGP ___ ABA		NÚMERO DE VERSIÓN PROM: V ___ . ___ _D	
CALIBRACIÓN #	MNEMÓNICO	DESCRIPCIÓN	CALIBRACIÓN USUARIO
SOBRECORRIENTE DE PUESTA A TIERRA: 51 GN			
2801	TRIP	Configurar salidas de disparo	
2802	ALARM	Configurar salidas de alarma	
2803	PICKUP	Corriente de captación	Amps
2804	TIME FAC	Factor tiempo	seg.
BAJA TENSIÓN: 27			
2901	TRIP	Configurar salidas de disparo	
2902	ALARM	Configurar salidas de alarma	
2903	PICKUP	Tensión de captación (Secuencia positiva)	Voltios
2904	TIME FAC	Factor tiempo	seg.
2905	CURVA#	Número de curva (1 -Inversa, 2- tiempo def.)	

2

2.4.3 TABLA DE CALIBRACIONES DGP***ACA

Tabla 2-7: TABLA DE CALIBRACIONES DGP***ACA (Hoja 1 de 6)

UBICACIÓN:		NÚMERO DEL GENERADOR:	
NÚMERO DE MODELO DEL RELÉ: DGP ___ ACA NÚMERO DE VERSIÓN PROM: V___ . ___ D			
CALIBRACIÓN #	MNEMÓNICO	DESCRIPCIÓN	CALIBRACIÓN USUARIO
CONFIGURACIÓN: CONFIG			
101	UNITID	Número ID de la unidad	
102	SYSFREQ	Frecuencia del sistema	Hz
103	SEL TVM	Seleccionar monitoreo tensión del disparo	
104	SEL TCM	Seleccionar monitoreo corriente del disparo	
105	SELPRIM	Seleccionar unidades Primaria/Secundaria	
106	CT RATIO	Relación transformador de corriente	
107	VT RATIO	Relación transformador de tensión	
108	COMMPORT	Puerto de comunicaciones	
109	FASE	Rotación de fase	
110	TIMESYNC	Fuente de sincronización de tiempo	
111	NUM FITS	Cantidad de eventos de falla almacenados	
112	PREFLT	Cantidad de ciclos previos a la falla almacenados	Ciclos
113	OSCTRIG	Disparo oscilográfico externo	
114	NOM VOLT	Tensión nominal del generador	Voltios
115	RATEDCUR	Corriente nominal del generador	Amps
116	VT CONN	Tipo de conexión de VT	
117	NCTRATIO	Relación transformador de corriente (Neutra)	
DIFERENCIAL ESTATOR: 87G			
201	TRIP	Configurar salidas de disparo	
202	ALARM	Configurar salidas de alarma	
203	K1	Factor K	%
204	PICKUP	Nivel de captación	Amps
DESEQUILIBRIO DE CORRIENTE – ALARM: 46A			
301	ALARM	Configurar salidas de alarma	
302	PICKUP	Corriente de captación (Secuencia negativa)	Amps
303	TL14	Calibración Cronomedidor TL14	Sec.

Tabla 2-7: TABLA DE CALIBRACIONES DGP***ACA (Hoja 2 de 6)

UBICACIÓN:		NÚMERO DEL GENERADOR:	
NÚMERO DE MODELO DEL RELÉ: DGP ___ ACA NÚMERO DE VERSIÓN PROM: V___ . ___ _D			
CALIBRACIÓN #	MNEMÓNICO	DESCRIPCIÓN	CALIBRACIÓN USUARIO
DESEQUILIBRIO DE CORRIENTE - TRIP: 46T			
401	TRIP	Configurar salidas de disparo	
402	ALARM	Configurar salidas de alarma	
403	PICKUP	Corriente de captación (Secuencia negativa)	Amps
404	K2	Factor K	Sec.
PÉRDIDA DE EXCITACIÓN - SUPERVISIÓN: 40			
501	SELV2SUP	Seleccionar V2 supervisión de 40	
PÉRDIDA DE EXCITACIÓN - ZONA 1 : 40-1			
601	TRIP	Configurar salidas de disparo	
602	ALARM	Configurar salidas de alarma	
603	CENTER	Centro de la característica	Ohmios
604	RADIUS	Radio de la característica	Ohmios
605	TL12	Calibración de cronomedidor TL1 2	Seg.
PÉRDIDA DE EXCITACIÓN - ZONA 2: 40-2			
701	TRIP	Configurar salidas de disparo	
702	ALARM	Configurar salidas de alarma	
703	CENTER	Centro de la característica	Ohmios
704	RADIUS	Radio de la característica	Ohmios
705	TL13	Calibración cronomedidor TL13	Seg.
FUERZA INVERSA #1 : 32-1			
801	TRIP	Configurar salidas de disparo	
802	ALARM	Configurar salidas de alarma	
803	SQ TR EN	Habilitar disparo secuencial	
804	REV PWR	Captación de fuerza inversa	Vatios
805	TL1	Calibración de cronomedidor TL1	Seg.
FUERZA INVERSA #2: 32-2			
901	TRIP	Configurar salidas de disparo	
902	ALARM	Configurar salidas de alarma	
903	REV PWR	Captación de fuerza inversa	Vatios
904	TL2	Calibración de cronomedidor TL2	Sec.

Tabla 2-7: TABLA DE CALIBRACIONES DGP***ACA (Hoja 3 de 6)

UBICACIÓN:		NÚMERO DE GENERADOR:	
NÚMERO DE MODELO DEL RELÉ: DGP ___ ACA NÚMERO DE VERSIÓN PROM: V___ . ___ _D			
CALIBRACIÓN #	MNEMÓNICO	DESCRIPCIÓN	CALIBRACIÓN USUARIO
SOBRECORRIENTE CON RESTRICCIÓN DE TENSIÓN: 51V			
1001	TRIP	Configurar salidas de disparo	
1002	ALARM	Configurar salidas de alarma	
1003	PICKUP	Corriente de captación	Amps
1004	TIME FAC	Factor tiempo	Seg.
PUESTA A TIERRA ESTATOR – ZONA 1 : 64G1			
1101	TRIP	Configurar salidas de disparo	
1102	ALARM	Configurar salidas de alarma	
1103	PICKUP	Tensión de captación	Voltios
1104	TL4	Calibración cronomedidor TL4	Sec.
PUESTA A TIERRA ESTATOR – ZONA 1 : 64G 2			
1201	TRIP	Configurar salidas de disparo	
1202	ALARM	Configurar salidas de alarma	
1203	TL5	Calibración cronomedidor TL5	Sec.
SOBREEXCITACIÓN – ALARMA: 24A			
1301	ALARM	Configurar salidas de alarma	
1302	PICKUP	Captación (V/Hz)	Por unidad
1303	TL6	Calibración cronomedidor TL6	Seg.
SOBREEXCITACIÓN - TRIP: 24T			
1401	TRIP ON	Configurar salidas de disparo (en línea)	
1402	TRIP OFF	Configurar salidas de disparo (fuera de línea)	
1403	ALARM	Configurar salidas de alarma	
1404	CURVA #	Número de curva (Característica inversa)	
1405	INVPU	Captación - V/Hz (Característica inversa)	Por unidad
1406	TIME FAC	Factor tiempo	Seg.
1407	INST PU	Captación - V/Hz (Instantánea)	Por unidad
1408	TL7	Calibración Cronomedidor TL7	Seg.
1409	RESET	Tiempo reinicialización	Seg.
SOBRETENSIÓN: 59			
1501	TRIP	Configurar salidas de disparo	

Tabla 2-7: TABLA DE CALIBRACIONES DGP***ACA (Hoja 4 de 6)

UBICACIÓN:		NÚMERO DE GENERADOR:	
NÚMERO DE MODELO DEL RELÉ: DGP ___ ACA NÚMERO DE VERSIÓN PROM: V ___ . ___ D			
CALIBRACIÓN #	MNEMÓNICO	DESCRIPCIÓN	CALIBRACIÓN USUARIO
1502	ALARM	Configurar salidas de alarma	
1503	PICKUP	Tensión de captación función inversa (secuencia positiva)	Voltios
1504	TIME FAC	Factor tiempo	Seg.
1505	CURVA#	Número de curva (1 = Inversa; 2 = Tiempo definido)	
1506	INST PU	Tensión de captación instantánea (secuencia positiva)	Voltios
CORTE DE TENSIÓN DE SOBRE/BAJA FRECUENCIA: 81			
1601	UVCUTOFF	Nivel de corte de baja tensión para funciones 81	Voltios
PUNTO DE AJUSTE BAJA FRECUENCIA 1 : 81-1 U			
1701	TRIP	Configurar salidas de disparo	
1702	ALARM	Configurar salidas de alarma	
1703	SET PNT	Punto de ajuste	Hz
1704	TL8	Calibración cronomedidor TL8	Seg.
PUNTO DE AJUSTE BAJA FRECUENCIA 2 : 81-2U			
1801	TRIP	Configurar salidas de disparo	
1802	ALARM	Configurar salidas de alarma	
1803	SET PNT	Punto de ajuste	Hz
1804	TL9	Calibración cronomedidor TL9	Seg.
PUNTO DE AJUSTE BAJA FRECUENCIA 3 : 81-3U			
1901	TRIP	Configurar salidas de disparo	
1902	ALARM	Configurar salidas de alarma	
1903	SET PNT	Punto de ajuste	Hz
1904	TL10	Calibración cronomedidor TL10	Seg.
PUNTO DE AJUSTE BAJA FRECUENCIA 4 : 81-4U			
2001	TRIP	Configurar salidas de disparo	
2002	ALARM	Configurar salidas de alarma	
2003	SET PNT	Punto de ajuste	Hz
2004	TL11	Calibración cronomedidor TL11	Seg.
PUNTO DE AJUSTE SOBRE FRECUENCIA 1 : 81-1 O			
2101	TRIP	Configurar salidas de disparo	
2102	ALARM	Configurar salidas de alarma	

Tabla 2-7: TABLA DE CALIBRACIONES DGP***ACA (Hoja 5 de 6)

UBICACIÓN:		NÚMERO DE GENERADOR:	
NÚMERO DE MODELO DEL RELÉ: DGP ___ ACA NÚMERO DE VERSIÓN PROM: V___ . ___ _D			
CALIBRACIÓN #	MNEMÓNICO	DESCRIPCIÓN	CALIBRACIÓN USUARIO
2103	SET PNT	Punto de ajuste	Hz
2104	TL15	Calibración cronomedidor TL15	Seg.
PUNTO DE AJUSTE SOBRE FRECUENCIA 2 : 81-2 O			
2201	TRIP	Configurar salidas de disparo	
2202	ALARM	Configurar salidas de alarma	
2203	SET PNT	Punto de ajuste	Hz
2204	TL16	Calibración cronomedidor TL16	Seg.
PUNTO DE AJUSTE SOBRE FRECUENCIA 3: 81-3 O			
2301	TRIP	Configurar salidas de disparo	
2302	ALARM	Configurar salidas de alarma	
2303	SET PNT	Punto de ajuste	Hz
2304	TL17	Calibración cronomedidor TL17	Seg.
PUNTO DE AJUSTE SOBRE FRECUENCIA 4: 81-4 O			
2401	TRIP	Configurar salidas de disparo	
2402	ALARM	Configurar salidas de alarma	
2403	SET PNT	Punto de ajuste	Hz
2404	TL18	Calibración cronomedidor TL18	Seg.
ENTRADA DIGITAL: DIG INP			
2501	SELBKDI1	Seleccionar acción de bloqueo por entrada DI1	
2502	DI3TRIP	Configurar salidas de disparo	
2503	DI3 ALRM	Configurar salidas de alarma	
2504	DI3TIMR	Retardo captación, cronomedidor DI3	Seg.
2505	DI4TRIP	Configurar salidas de disparo	
2506	DI4ALRM	Configurar salidas de alarma	
2507	DI4TIMR	Retardo captación, cronomedidor DI4	Seg.
2508	DI6 FUNG	Definir función DI6	
FALLA FUSIBLE TRANSFORMADOR DE TENSIÓN: VTFF			
2601	VTFF	Habilitar/Deshabilitar VTFF	
ENERGIZACIÓN ACCIDENTAL: AE			
2701	TRIP	Configurar salidas de disparo	

Tabla 2-7: TABLA DE CALIBRACIONES DGP***ACA (Hoja 6 de 6)

UBICACIÓN:		NÚMERO DE GENERADOR:	
NÚMERO DE MODELO DEL RELÉ: DGP ___ ACA NÚMERO DE VERSIÓN PROM: V ___ . ___ D			
CALIBRACIÓN #	MNEMÓNICO	DESCRIPCIÓN	CALIBRACIÓN USUARIO
2702	ALARM	Configurar salidas de alarma	
2703	AEARM	Lógica de armado, energización accidental	
SOBRECORRIENTE DE PUESTA A TIERRA: 51 GN			
2801	TRIP	Configurar salidas de disparo	
2802	ALARM	Configurar salidas de alarma	
2803	PICKUP	Corriente de captación	Amps
2804	TIME FAC	Factor tiempo	seg.
BAJA TENSIÓN: 27			
2901	TRIP	Configurar salidas de disparo	
2902	ALARM	Configurar salidas de alarma	
2903	PICKUP	Tensión de captación (Secuencia positiva)	Voltios
2904	TIME FAC	Factor tiempo	seg.
2905	CURVA#	Número de curva (1 -Inversa, 2- tiempo def.)	
BAJA TENSIÓN – TERCER ARMÓNICO: 27TN			
3001	TRIP	Configurar salidas de disparo	
3002	ALARM	Configurar salidas de alarma	
3003	PICKUP	Tensión de captación (3er armónico en neutro generador)	Voltios
3004	TL20	Calibración cronomedidor TL20	Seg.
3005	FORPWR-L	Límite inferior de ventana de suministro	Vatios
3006	FORPWR-H	Límite superior de ventana de suministro	Vatios

3.1.1 ADVERTENCIA



Desconectar el relé retirando uno de los enchufes de conexión o colocando ambos interruptores de energía en OFF antes de retirar o insertar módulos. Si no se procede de este modo puede dañarse el relé permanentemente.

3.1.2 CONSTRUCCIÓN

La carcasa que alberga a los módulos electrónicos está construida de una aleación de aluminio. Está formada por un marco principal con soportes de montaje laterales, una tapa frontal y una tapa trasera.

La tapa frontal, formada por un marco de metal con vidrio, pivotea en la parte superior y se abre desde abajo con dos pestillos con resorte. Para evitar que se salga de su lugar, está sujeta con lengüetas que exigen retirar los pestillos y levantar levemente la puerta para retirarla. Un prolongador del botón instalado en el vidrio hace posible poner en blanco la pantalla sin retirar la tapa frontal.

La tapa trasera sujeta los bloques de terminales que se utilizan para realizar las conexiones externas a la carcasa. Los módulos están montados verticalmente dentro de la carcasa y están sujetos por enchufes en la placa madre dentro de la carcasa. Además de ofrecer este soporte mecánico, los enchufes también ofrecen el medio de conexión eléctrica con los módulos. Los módulos están también sujetos dentro de la carcasa por la tapa frontal.

La correcta alineación del módulo con respecto al enchufe se mantiene con guías ranuradas, una por encima y otra por debajo de cada módulo, salvo en el caso de los módulos magnéticos, MGM y MMI, que requieren dos guías por encima y dos por debajo.

3.1.3 CONEXIONES ELÉCTRICAS Y CABLEADO INTERNO

Como se mencionó anteriormente, las conexiones eléctricas a la carcasa se realizan a través de ocho bloques de terminales montados sobre la placa de la tapa trasera. Cada bloque contiene 14 puntos terminales, formados por un tornillo #6 enroscado en una placa de contacto plana. **Cada terminal está calculada para un máximo de dos conexiones. Exceder esto es una violación a las especificaciones UL de dos cables por terminal.**

La conexión al módulo MGM se realiza por medio de dos enchufes conectores: un bloque de corriente de 8 contactos y un bloque de señal de 104 patillas. Los contactos del bloque de corriente están calculados para manejar las corrientes secundarias del transformador de corriente (CT). Al retirar el módulo MGM se ponen en corto circuito.

3.1.4 IDENTIFICACIÓN

La etiqueta con el número de modelo del DGP está ubicada en la parte externa de la tapa frontal y sobre el lado derecho dentro de la carcasa. En el centro del frente de la carcasa se incluye una cinta marcadora que indica el nombre y la posición de cada módulo en la carcasa. Está colocada de modo que pueda ser leída cuando se retira la tapa frontal.

Los bloques terminales ubicados en la placa de la tapa trasera están identificados de modo único por un código de dos letras debajo del borde más saliente de cada bloque terminal. Además, los puntos terminales (1 a 14) están identificados con números estampados.

Para la comunicación en serie entre el DGP y la PC/Módem se utiliza el conector PL1. El conector PL2 se utiliza para la salida de la secuencia de eventos (sequence of events (SOE)) hacia una impresora en serie o una unidad DEC100 para la salida de contactos auxiliares adicionales. El PL3 se utiliza para la entrada de la señal IRIG-B hacia el DGP. Los conectores PL2 y PL3 no están incluidos en todos los modelos DGP; ver Sección 1.1.2: CÓDIGOS DE PEDIDO Y GUÍA DE SELECCIÓN en la página 1-2 para más detalles.

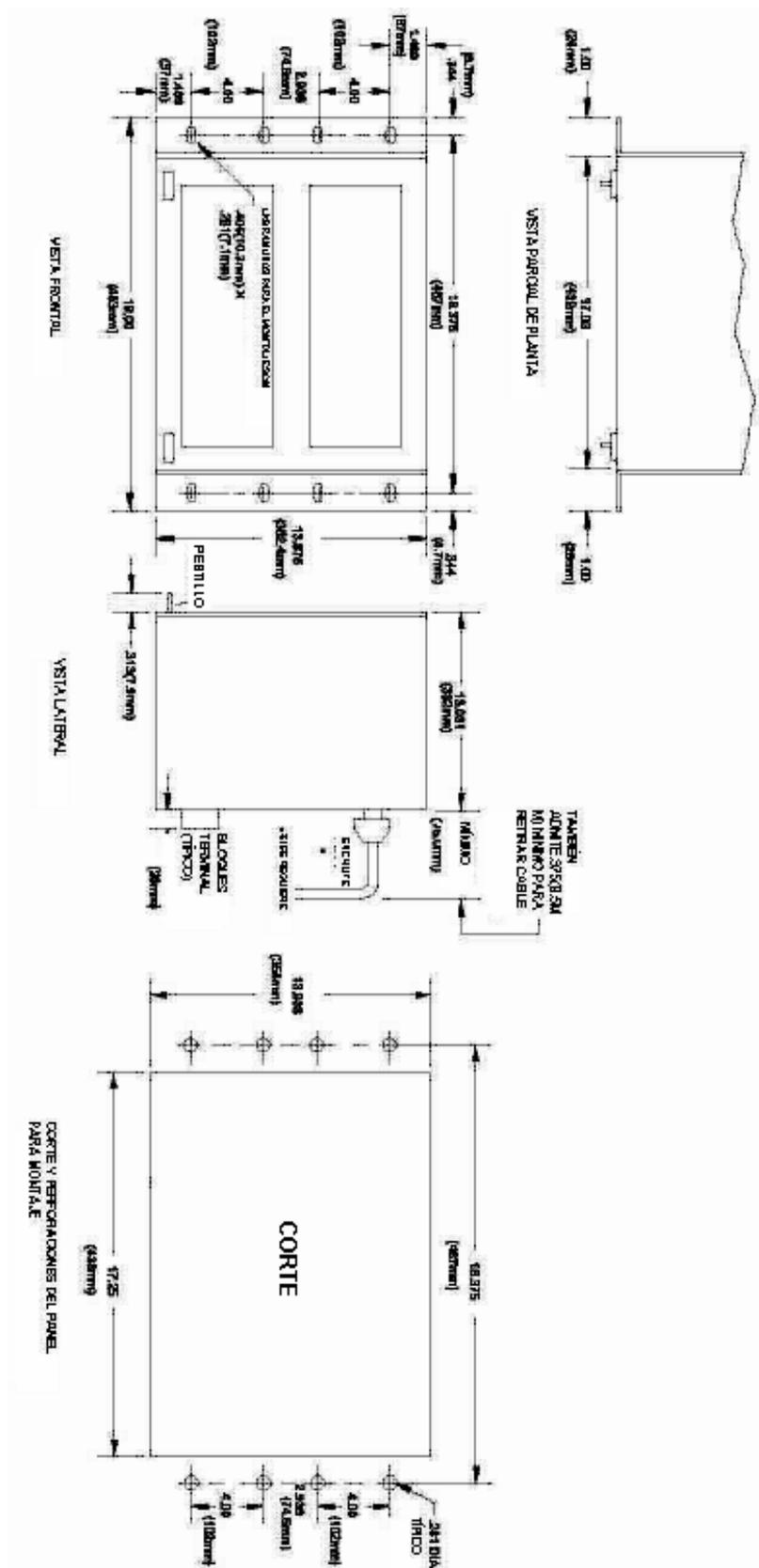
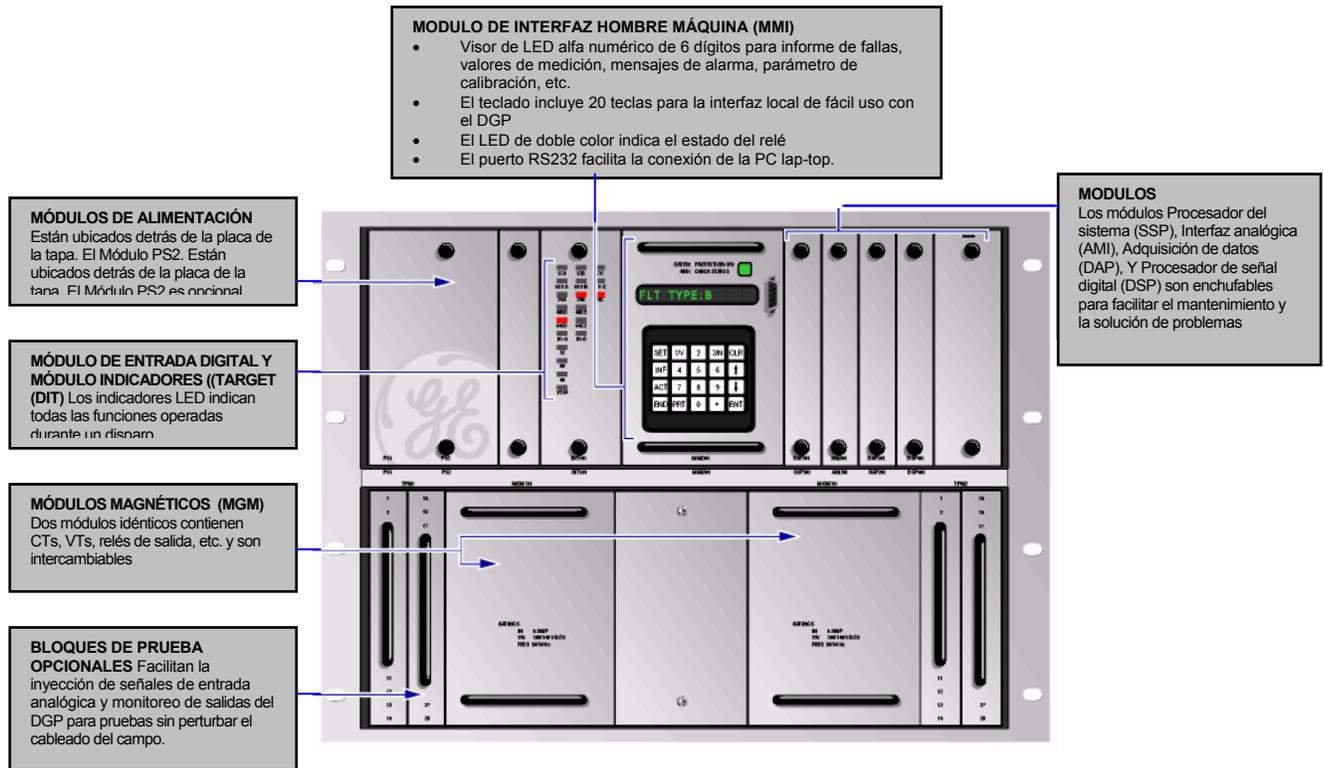


Figura 3-1: DIBUJO ESQUEMATICO DEL DGP



3

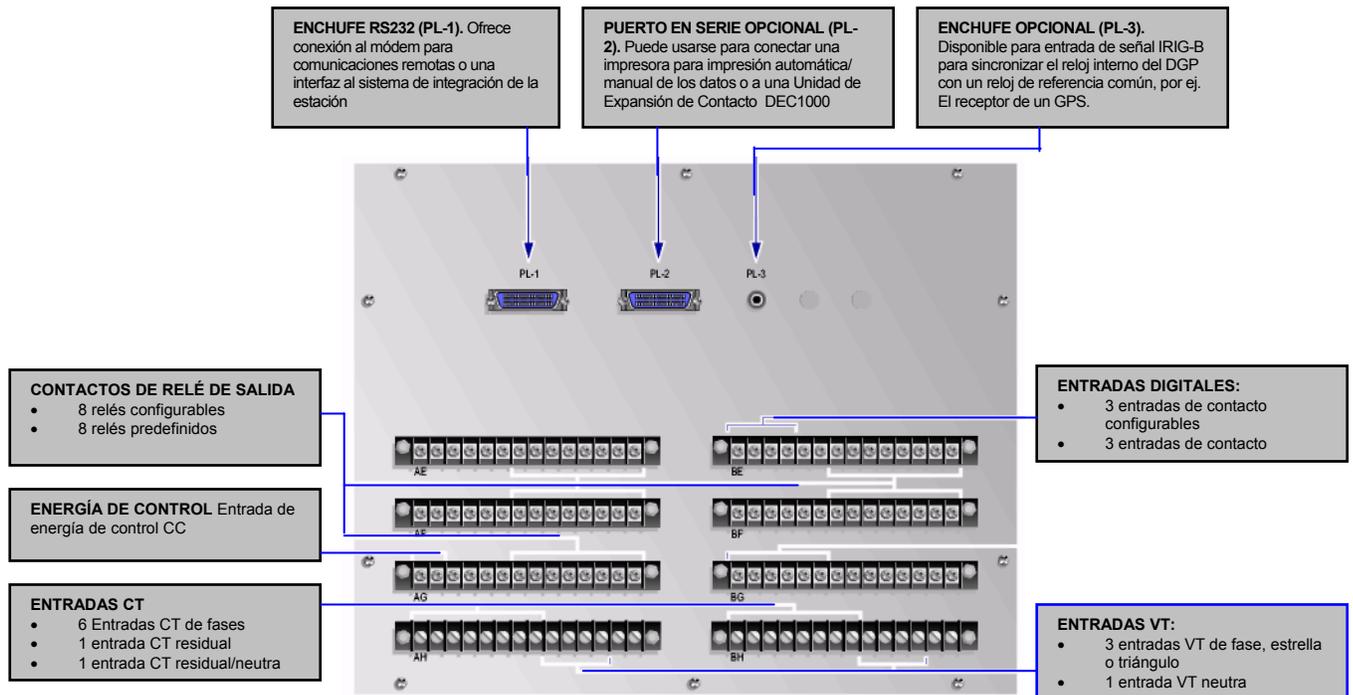


Figura 3-2: VISTA FRONTAL Y TRASERA

3.2.1 ADVERTENCIA



Este relé contiene componentes electrónicos que pueden dañarse por las corrientes de descarga electrostática. La principal fuente de corrientes de descarga electrostática es el cuerpo humano, las condiciones de baja humedad, los pisos alfombrados, y los zapatos aislantes se prestan para la generación de corrientes de descarga electrostática. Donde existan estas condiciones, debe tenerse precaución al retirar y/o manipular los módulos. Las personas que manipulan los módulos deben asegurarse que su cuerpo ha sido descargado tocando alguna superficie con potencial a tierra antes de tocar cualquiera de los componentes de los módulos.

3.2.2 CONSTRUCCIÓN BÁSICA

3

Cada módulo está formado por una placa de circuito impreso y un panel frontal. El módulo tiene dos manijas en el panel frontal para retirarlo e insertarlo. La conexión eléctrica se realiza con las 96 agujas del conector Eurocard ubicado en la parte posterior de la placa.

3.2.3 IDENTIFICACIÓN

Cada módulo tiene su número de identificación, formado por un código de tres letras seguido de un número de tres dígitos, que aparecen en el fondo de cada panel frontal.

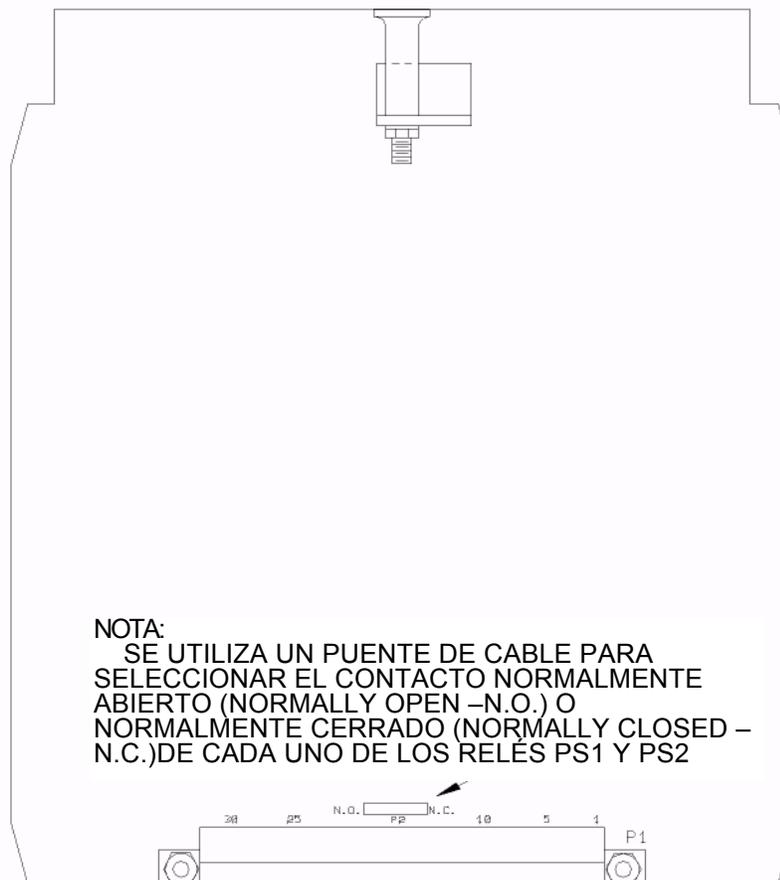


Figura 3-3: MÓDULO DE ALIMENTACIÓN DEL DGP

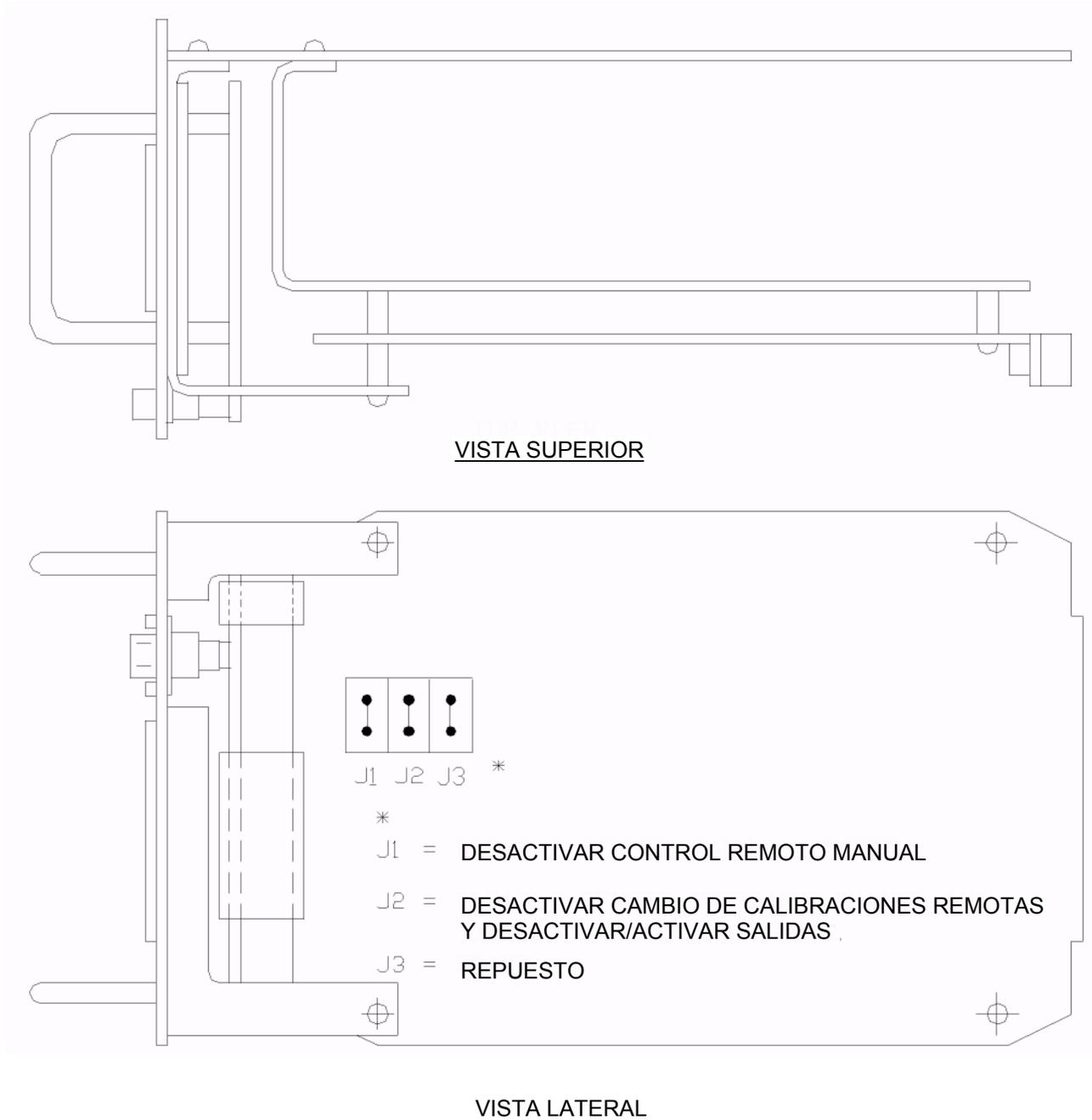


Figura 3-4: MÓDULO DE LA MMI DEL DGP

3.3.1 DESCRIPCIÓN

Los enchufes de prueba XTM están específicamente diseñados para la prueba posterior a la instalación del sistema DGP. Pueden utilizarse hasta cuatro enchufes al mismo tiempo: dos XTM28L1 (enchufes a la izquierda) y dos XTM28R1 (a la derecha), cada uno brinda acceso a catorce puntos del lado del relé y catorce puntos del lado del sistema. Los puntos del lado del sistema se designan con la "S" y los del lado del relé con la "R". Los enchufes están dispuestos según la disposición del dedo de contacto de modo que no pueda haber intercambio accidental entre los enchufes del lado derecho y los del lado izquierdo.

Los enchufes tienen una manija deslizante que se balancea hacia afuera para facilitar el cableado hacia las terminales. Las terminales están formadas por tornillos #8 enroscados en placas de contacto planas. Cada una de las manijas tiene una lengüeta en el borde superior para guiar el tendido de los cables de prueba.

3

No todas las conexiones externas al sistema DGP se cablean a través del receptáculo de prueba.

3.3.2 DESIGNACIÓN DE LA TERMINAL

Se prueba y los enchufes de conexión están ubicados en el extremo derecho e izquierdo de la unidad inferior. Los enchufes a la izquierda están rotulados como TP1 con terminales de la 1 a la 28. Los enchufes del lado derecho están rotulados TP2 con terminales de la 1 a la 28. Estos puntos se designan en diagramas elementales como el TP1-1 (ver Sección 1.5: DIAGRAMAS ELEMENTALES en la página 1-23). Las terminales del enchufe de prueba a la izquierda (XTM28L1) están rotuladas de la 1R a la 14R y de la 1S hasta la 14S para el lado del relé y el lado del sistema, respectivamente, con el lado del sistema rotulado en rojo. En forma similar, las terminales del enchufe de prueba de la derecha (XTM28R1) están rotuladas de la 15R a la 28R y de la 15S a la 28S.

3.3.3 CONEXIONES DEL CIRCUITO DE PRUEBA XTM

Las conexiones del circuito de prueba, designadas como puntos TP en los diagramas elementales, deben hacerse del lado del relé del enchufe de prueba. En los casos en los que se deseen utilizar las cantidades disponibles en el sistema para realizar pruebas (por ej. potencia de CC), pueden insertarse puentes entre las terminales de enchufes correspondientes del lado del sistema y del lado del relé. Deben tomarse las precauciones adecuadas cuando se trabaja con potencia de CC de la batería de la estación. Las conexiones deben hacerse a los enchufes de prueba antes de insertarlos en el sistema DGP.

3.3.4 INSERCIÓN DEL ENCHUFE DE PRUEBA



PRECAUCIÓN

Es muy importante que los puentes se inserten en las terminales del enchufe de prueba del lado del sistema que están conectadas a los secundarios del CT, como se muestra en la Figura 1-9: DIAGRAMA ELEMENTAL CON BLOQUES DE PRUEBA, VTs CONECTADOS EN ESTRELLA. Si se dejan fuera estos puentes, las altas tensiones resultantes presentarán un grave riesgo para el personal y pueden dañar severamente al equipo.

Para desenergizar el relé, retirar al menos uno de los enchufes de conexión.

Para insertar los enchufes de prueba, primero deben retirarse los dos enchufes de conexión. Al hacerlo, la continuidad eléctrica se interrumpe entre el sistema de alimentación y el DGP para aquellas señales que están conectadas a través del receptáculo de prueba (ver puntos TP en los diagramas elementales en la Sección 1.5: DIAGRAMAS ELEMENTALES en la página 1-23). Para las terminales conectadas a los secundarios del CT, se incluyen barras de corto circuito del lado del sistema del receptáculo de prueba. Éstas son claramente visibles a través de la placa de plástico transparente del receptáculo. Las barras de corto circuito hacen contacto antes de que se separen los contactos de los enchufes de conexión cuando se los retira, de modo que los secundarios del CT nunca permanezcan como circuitos abiertos.

Pueden insertarse cuatro enchufes de prueba al mismo tiempo, dando acceso simultáneo a las 56 terminales. De otro modo, si se utilizan menos de cuatro enchufes de prueba, los enchufes de conexión restantes pueden quedar en los otros receptáculos.

Cuando se insertan los enchufes de prueba en el receptáculo, partes del sistema de energía se aíslan del DGP. Remítirse los diagramas elementales en la Sección 1.5: DIAGRAMAS ELEMENTALES en la página 1-23 para ver los puntos TP asociados a cada uno de los enchufes de prueba.

3.4.1 RECEPCIÓN, MANEJO Y ALMACENAJE

El equipo debe desembalarse y examinarse inmediatamente al ser recibido para verificar si sufrió daños durante el transporte. Si resulta evidente el daño ocasionado por un manejo descuidado, presentar un reclamo por daños de inmediato a la empresa transportista y notificar de inmediato a la Oficina de Ventas de GE Power Management más próxima. Si el equipo no va a instalarse de inmediato, debe almacenarse en interiores, en un lugar seco y protegido del polvo, de las virutas metálicas y de las condiciones atmosféricas adversas.

3.4.2 ENTORNO

El lugar debe estar limpio y seco, libre de polvo y excesivas vibraciones y bien iluminado para facilitar la inspección y las pruebas.

3.4.3 MONTAJE

La carcasa del DGP ha sido diseñada para montarla en una rejilla estándar. La carcasa mide 8 unidades de rejilla (8 RU – rack units) de alto. Ver Figura 3-1: DIAGRAMA DEL DGP en la página 3-2 para ver el esquema y las dimensiones de montaje.

3.4.4 CONEXIONES EXTERNAS

Las conexiones externas se realizan de acuerdo a los diagramas elementales de la Sección 1.5: DIAGRAMAS ELEMENTALES en la página 1-23. Estos son diagramas generales que incluyen todas las opciones disponibles. No es necesario realizar conexión alguna a aquellas terminales asociadas a opciones que no serán utilizadas.

3.4.5 PRUEBA DE LAS CONEXIONES EXTERNAS



PRECAUCIÓN

El sistema DGP debe desactivarse para evitar que se disparen los interruptores hasta que se haya determinado si la unidad está correctamente conectada. Esto puede lograrse de dos modos: uno es desenergizando el circuito de disparo conectado al relé; el otro es desactivando las salidas del DGP poniendo la función DISABLE OUTPUTS en YES (Sí) antes de la instalación.

Puede hacerse un control general de las polaridades de los transformadores de corriente, de las polaridades de los transformadores de potencial y de las conexiones al DGP antes de poner el sistema en servicio utilizando las tensiones y la corriente de carga del sistema mientras se monitorea la pantalla de los Valores Actuales (Present Values). Los valores actuales del DGP pueden obtenerse de dos modos.

1. Acceder a la categoría **INF** con el teclado. Una vez seleccionada la categoría **INF** utilizar la tecla [↑] para seleccionar el menú **PRESENT VALUES (VALORES ACTUALES)**. Visualizar los valores actuales permitirá determinar si el relé está correctamente conectado.
2. Presionar la tecla [CLR] y dejar que el DGP recorra automáticamente los valores actuales.

3.4.6 CONEXIONES A TIERRA PARA SOBRETENSIONES MOMENTÁNEAS



PRECAUCIÓN

La terminal BH14 debe estar conectada a la puesta a tierra de la estación, como se muestra en los diagramas elementales en la Sección 1.5 DIAGRAMAS ELEMENTALES en la página 1-23. La conexión a la barra a tierra debe hacerse lo más corta posible, preferentemente 10 pulgadas o menos, utilizando un alambre #12 o superior.

3

4.1.1 ADVERTENCIA



DESCONECTAR EL RELÉ ANTES DE RETIRAR O INSERTAR MÓDULOS. EL NO HACERLO PUEDE DAÑAR PERMANENTEMENTE EL RELÉ.

4.1.2 GENERAL

Esta sección es una guía para probar el relé. No es necesario realizar estas pruebas durante la inspección de llegada. El relé ha sido probado en fábrica con equipo de prueba automatizado. El DGP es un relé digital controlado por un software que se verifica automáticamente. Si se detecta una falla en el sistema, será informada a través de la MMI y las comunicaciones remotas.

Las siguientes pruebas incluyen: Verificación automática del estado del relé y verificación automática de la pantalla y la MMI. Las pruebas de las funciones de protección y de la precisión de las mediciones también se incluyen y pueden ser utilizadas a criterio del usuario. Las funciones de protección que finalizan con un asterisco (*) están disponibles en ciertos modelos únicamente - ver lista de modelos de DGP en la Sección 1.1.2: CÓDIGOS DE PEDIDO Y GUÍA DE SELECCIÓN en la página 1-2.

4

a) PRUEBAS GENERALES

- T1: Pruebas de Estado del MMI y de la pantalla (Pruebas automáticas)
- T2: Pruebas de salida digital
- T3: Pruebas de entrada digital
- T4: Prueba de entrada del sistema CA

b) PRUEBAS DE PROTECCIÓN

- T5: Diferencial del generador, 87G
- T6: Alarma por desequilibrio de corriente, 46A
- T7: Disparo por desequilibrio de corriente, 46T
- T8: Pérdida de excitación, 40-1
- T9: Pérdida de excitación, 40-2
- T10: FUERZA INVERSA, 32-1
- T11: FUERZA INVERSA, 32-2*
- T12: Sobrecorriente de tiempo con restricción de tensión, 51V
- T13: Energización Accidental, AE
- T14: Puesta tierra del estator Zona 1, 64G1
- T15: Puesta a tierra del estator Zona 2, 64G2 *
- T16: Sobreexcitación (Voltios/Hz) Alarma, 24A
- T17: Sobreexcitación (Voltios/Hz) Disparo, 24T
- T18: Sobretensión, 59
- T19: Baja frecuencia, 81-1U
- T20: Baja frecuencia, 81-2U
- T21: Baja frecuencia, 81-3U *
- T22: Baja frecuencia, 81-4U *
- T23: Sobre frecuencia, 81-1O
- T24: Sobre frecuencia, 81-2O
- T25: Sobre frecuencia, 81-3O *
- T26: Sobre frecuencia, 81-4O *
- T27: Falla del fusible del transformador, VTFF
- T28: Sobrecorriente a tierra TOG, 51GN *
- T29: Baja tensión, 27 *
- T30: Baja tensión neutral del 3er armónico, 27TN*

* Funciones disponibles sólo en algunos modelos.

4.2.1 EQUIPO DE PRUEBA

1. Fuente trifásica de tensión y corriente operando de 30 a 80 Hz, con capacidad de agregar la tensión del 3er armónico a la fundamental.
2. Fuente de tensión de CC (Alimentación).
3. Tres voltímetros de CA.
4. Tres amperímetros de CA.
5. Un verificador de continuidad o medidor de ohmios.
6. Una PC compatible con un puerto en serie y uno para el ratón.
7. Un cable módem nulo RS232 para conectar la PC al sistema DGP.
8. Un cronómetro de precisión para verificar los eventos con tiempo.

Los requerimientos específicos del equipo se indican en el texto de esta sección y en los diagramas de circuitos asociados. La tensión sinusoidal de CA trifásica debe estar equilibrada y no distorsionada. De modo similar, la potencia de CC debe provenir de una buena fuente con menos de un 5% de ondulación. Una "buena fuente" es aquella que esté dentro del rango de tensión mostrado en el Capítulo 7: ESPECIFICACIONES.

Como alternativa, puede utilizarse una fuente de prueba electrónica trifásica. En muchos casos, estos dispositivos permiten simplificar los circuitos de prueba.

4.2.2 DIAGRAMAS Y REFERENCIAS

a) DIAGRAMAS

- Diagramas elementales en la Sección 1.5: DIAGRAMAS ELEMENTALES en la página 1-23
- Figura 1-3: DIAGRAMA DE LÓGICA SIMPLE - 87G, 32, 27, 59, Y AE en la página 1-12
- Figura 1-4: DIAGRAMA DE LÓGICA SIMPLE - 46, 40, Y 51V en la página 1-13
- Figura 1-5: DIAGRAMA DE LÓGICA SIMPLE - 64G1, 64G2, 51GN, Y 24 en la página 1-14
- Figura 1-6: DIAGRAMA DE LÓGICA SIMPLE -81-O Y 81-U en la página 1-15
- Figura 1-7: DIAGRAMA DE LÓGICA SIMPLE-VT FALLA FUSIBLE en la página 1-16

b) REFERENCIAS

- Capítulo 10: SOFTWARE GE-LINK
- Las calibraciones por omisión del DPG que se muestran en la Tabla 2-1: CALIBRACIONES Y CARACTERÍSTICAS NOMINALES DEL SISTEMA DGP en la página 2-3

4.2.3 PUESTA A TIERRA DEL EQUIPO

Todo el equipo utilizado en la prueba del relé DGP debe estar conectado a una puesta a tierra común para suministrar inmunidad a las interferencias. Esto incluye las fuentes de tensión y corriente, así como el sistema DGP. La terminal BH14 es la común para la protección contra picos.

4.2.4 CALIBRACIONES REQUERIDAS

La mayoría de las pruebas utilizarán calibraciones por omisión. Si son necesarios cambios en las calibraciones, aparecerán en una lista antes del procedimiento de la prueba. Para las pruebas periódicas, ver el Capítulo 5: PRUEBAS PERIÓDICAS para más detalles sobre la realización de las pruebas de los relés con calibraciones específicas del usuario.

1. Para desenergizar el relé, retirar al menos uno de los enchufes de conexión. Para los modelos sin enchufes de conexión, girar ambos interruptores de control de CC a la posición OFF.
2. Las pruebas DGP se realizan en el "test mode" (modo de prueba) de operación. El modo de prueba selecciona y aísla varias funciones de prueba y unidades de medida y envía su estado a los contactos de Prueba de Captación y Prueba de Disparo (DOR12 y DOR13) de salida. Cuando la función específica que se desea probar se ha conectado, operará DOR12 (AF6—AG6). Cuando la función específica que se desea probar se ha disparado, operará DOR13 (AF5—AG5).

Para el resto de esta prueba, se hará referencia a DOR12 como "captación de prueba" ("test pickup") y a DOR13 como "disparo de prueba" ("test trip").



PRECAUCIÓN

Los contactos de la Salida Digital traquetearán cuando la unidad que se esté probando esté cerca del umbral. NO dejar que continúe. Eliminar la señal de prueba. Un simple cierre del contacto es suficiente para determinar que la unidad se ha conectado.



NOTA

LOS CONTACTOS DE DISPARO Y ALARMA SELECCIONADOS TAMBIÉN OPERARÁN EN EL MODO DE PRUEBA.

3. Las calibraciones del tiempo de disparo que aparecen en estas pruebas no incluyen los 4 a 5 ms requeridos para que opere el relé de salida. Para tiempos de disparo muy cortos, este período puede ser importante.
4. Durante la prueba, pueden no utilizarse una o más de las fuentes de corriente eléctrica. Si la fuente no se utiliza, debe ponérsela en cero (0) además de estar desactivada. Además, las corrientes deben ponerse siempre en cero o cerca de cero (0) cada vez que se enciende (ON) o se apaga (OFF) una fuente de corriente.
5. Los ángulos de fase de las fuentes de prueba se muestran en relación a la tensión de fase A. Un ángulo de fase positivo (+) se refiere a la tensión A de la fase avanzada de la cantidad referenciada. Un ángulo de fase negativo (-) se refiere a la tensión A de la fase retrasada de la cantidad referenciada.
6. Todas las tensiones de prueba son medidas de fase a tierra salvo especificación en contrario.
7. Al escribir a máquina una entrada en el teclado de la MMI se mostrará como [KEY], donde KEY representa la etiqueta alfanumérica de la tecla que debe presionarse.

Para las pruebas que requieren un cambio de calibración, el número de calibración se mostrará entre paréntesis al lado de la calibración, para facilitar el acceso directo a la calibración. Esto se hace presionando la tecla [SET], ingresando el número de cuatro dígitos de la calibración (nnnn), y luego presionando la tecla [ENT]. Entonces, puede ingresarse la nueva calibración.

Al final de la prueba, asegurarse que todas las calibraciones retornen a los valores iniciales. Imprimirlas y verificarlas antes de poner el relé en servicio. Si no se dispone de una impresora, recorrer todas las calibraciones con la pantalla de la MMI y verificar cada una individualmente.

4.3.2 CAMBIOS DE LAS CALIBRACIONES

Los cambios de las calibraciones necesarios para una prueba en particular aparecerán en una lista antes de la prueba. A continuación se muestra una Calibración modelo. Ver el Capítulo 8: INTERFAZ para obtener más detalles sobre los cambios de calibración.

Ejemplo de cambio del punto de ajuste de Baja frecuencia Unidad #1 a 62,00 Hz.

1. Aplicar la CC nominal y esperar que se complete la inicialización del relé, según indique el LED verde en la MMI.
2. Presionar la tecla [ACT]. Recorrer con la tecla de la flecha hasta que aparezca **ACT: ENTER PASSWORD**, luego presionar la tecla [ENT]. Si esta es la primera vez que se utilizan las funciones de Nivel de Calibraciones, la contraseña tiene el valor de fábrica "1234.". El punto decimal es un carácter que sólo puede ingresarse en fábrica. Esta contraseña debe cambiarse antes de poder acceder a cualquiera de las funciones de Calibración. Ver la Sección 8.3.9: TECLA DE ACCIONES [ACT] en la página 8-7 para obtener más información sobre la forma de cambiar la contraseña.

3. Ingresar la contraseña actual para el Nivel de Calibraciones. Si no se conoce la contraseña, ver en el Capítulo 8: INTERFAZ la información para visualizarla.
Una vez ingresada la contraseña correcta, aparecerá el mensaje **SELECTED**.
4. Presionar la tecla [SET].
5. Recorrer con la tecla de la flecha hasta que aparezca **SET: 81-1U**, luego presionar la tecla [ENT].
6. Recorrer las calibraciones 81 -1U hasta que aparezca **SET PNT = #.#**.
7. Ingresar **62.00** en el teclado. Los dígitos aparecerán con una intensidad media, esto denota que se ha realizado un cambio pero que aún no se ha ingresado.
8. Una vez ingresada la frecuencia correcta, presionar la tecla [ENT]. La entrada se muestra ahora con toda intensidad. Esto indica que el cambio está ingresado en el regulador (buffer) de las calibraciones, pero no está permanentemente cambiado en el relé.
9. Para finalizar el cambio de la calibración, presionar la tecla [END] seguida de la tecla [ENT]. Si no se presionan las teclas [END] y [ENT] después de los cambios de calibración, las calibraciones no se guardarán en la memoria.
10. Regresar la Calibración 1703: **SET PNT** a su valor original antes de comenzar la prueba. Será necesario ingresar nuevamente la contraseña para el Nivel de las Calibraciones.

4.3.3 INGRESO AL MODO DE PRUEBA (TEST MODE)

Antes de cada prueba, es necesario poner el relé en el modo de prueba y seleccionar la función que se desea probar. Al modo de prueba se accede de la siguiente manera:

1. Aplicar la CC nominal y esperar que finalice la reinicialización del relé (indicada por el LED verde de la MMI).
2. Presionar la tecla [ACT]. Recorrer con la tecla de la flecha hasta que aparezca **ACT: ENTER PASSWORD (INGRESAR CONTRASEÑA)**, luego presionar la tecla [ENT].

En el caso de las unidades DGP con protocolo GE Modem: si ésta es la primera vez que se utilizan las funciones de Nivel de Control, la contraseña tiene el valor de fábrica "**5678.**". El punto decimal "." es una parte de la contraseña que sólo puede ingresarse en fábrica. Esta contraseña debe cambiarse antes de poder acceder a cualquiera de las funciones de Control. Ver la Sección 8.3.9: TECLA DE ACCIONES [ACT] en la página 8-7 para obtener más información sobre el modo de cambiar la contraseña.

En el caso de las unidades DGP con protocolo Modbus: no se requiere contraseña de acceso.

3. Ingresar la contraseña actual de Nivel de Control. Si no se conoce la contraseña, ver en el Capítulo 8: INTERFAZ la información para visualizarla.
Una vez ingresada la contraseña correcta, aparecerá el mensaje **SELECTED**.
4. Presionar la tecla [ACT]. Recorrer con la tecla de la flecha hasta que aparezca **ACT: RELAY TEST (PRUEBA DE RELÉ)**, luego presionar la tecla [ENT].
5. Recorrer las diferentes funciones del modo de prueba o ingresar el número de la prueba deseada, por ejemplo "5" para la 40-1, luego presionar [ENT]. Presionando nuevamente [ENT], la MMI muestra **40-1 ON** y el LED de la MMI se torna rojo, indicando que el relé está en el modo de prueba. Cuando el relé se conecte o se dispare para la función seleccionada, cerrará los contactos DOR12 o DOR13, respectivamente.

4.3.4 SALIDA DEL TEST MODE (MODO DE PRUEBA)

Mientras se está en el modo de prueba, presionar la tecla [ACT]. Recorrer con la tecla de la flecha hasta que aparezca **ACT: RELAY TEST**, luego presionar la tecla [ENT]. Recorrer hasta que la pantalla muestre **END TEST MODE**, o presionar "1", luego presionar [ENT]. Presionar la tecla [ENT] nuevamente. La luz indicadora (LED) de la MMI debería ponerse verde, indicando que se ha retomado la operación normal.

4.4.1 DESCRIPCIÓN

La prueba del relé sin utilizar el teclado se realiza con una PC que ejecute el programa GE-Link. El GE-Link es necesario para establecer las comunicaciones, cambiar la contraseña, cambiar las calibraciones para las pruebas, y para poner la unidad en el modo de prueba.

La siguiente sección tiene por objeto indicar un procedimiento paso por paso para probar el relé, desde las comunicaciones hasta la aplicación de las entradas de tensión y corriente. Será necesario estar familiarizado con el programa GE-Link. Ver el Capítulo 10: SOFTWARE GE-LINK para obtener información detallada sobre el uso del GE-LINK.

4.4.2 PREPARACIÓN DEL HARDWARE

El cable utilizado para conectar el DGP a una PC depende de las configuraciones de los puertos del DCP y de la PC. EL puerto PL-1 del DGP acepta un conector D macho de 25 patillas; el puerto COMM acepta un conector D macho de 9 patillas. La PC puede requerir un conector de 9 o 25 patillas según su configuración. En la Figura 9-1: CABLEADO DE COMUNICACIONES DEL DGP se muestra una conexión con cable módem nulo en la página 9-3 para conectar el sistema DGP con 9 patillas a 25 patillas y con 25 patillas a 25 patillas.

4

4.4.3 PREPARACIÓN DEL SOFTWARE

La preparación del software requiere cargar el programa en la PC y configurarlo para que coincida con los puertos y los baudios del sistema.

a) CARGA E INICIO DEL GE-LINK

1. Insertar el CD con el archivo comprimido GE-LINK o bajarlo a su computadora. Presionar dos veces sobre el icono GE-LINK y seguir las instrucciones para cargar los componentes requeridos.
2. Iniciar el programa presionando dos veces sobre el icono GE-LINK o a través del Menú de inicio de Windows.

b) PREPARACIÓN DE UNA NUEVA UNIDAD DE PRUEBA

1. Poner GE-Link para acceder a la página NewSite. La opción por omisión siempre es NewSite. Para cambiar este nombre por omisión, ingresar el nuevo nombre en la ventana **Site Name** (por ejemplo TestSite) y presionar el botón **Save**.
2. Seleccionar **File > Add new IED**. Seleccionar el tipo de IED correspondiente de la lista **IED Type** (ver Figura 4-1: AGREGAR UN IED NUEVO). El tipo de IED correcto puede obtenerse visualizando el modelo de DGP con la MMI.
3. La descripción del **IED** puede cambiarse a TEST UNIT (UNIDAD DE PRUEBA), por ejemplo, una vez creada.
4. Ingresar la **Unit ID** y seleccionar el **COM Port** y el **Índice de baudios** adecuados. Para los modelos DGP con el protocolo GE Modem, ingresar las contraseñas remotas en la ventana **Passwords**. Si se desconocen las contraseñas actuales, ver el Capítulo 8: INTERFAZ para obtener información sobre la manera de verlas. Presionar **Save** una vez realizado.
5. NOTA: El índice de baudios, la paridad y los bits de parada se fijan por omisión. Ver la sección siguiente para más detalles.

4

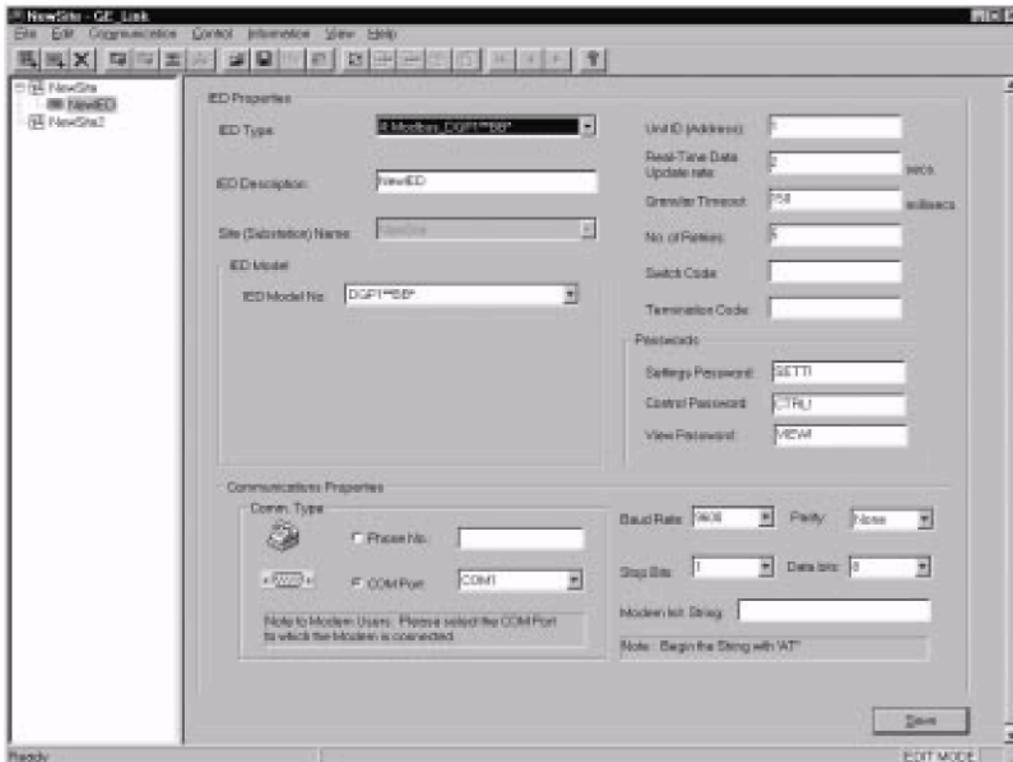


Figura 4-1: AGREGAR UN NUEVO IED

4.4.4 CONFIGURACIÓN DEL RELÉ

Antes de su envío, el relé se acondiciona con las calibraciones por omisión de fábrica. Estas incluyen el ID de la Unidad, el Índice de baudios, y las Contraseñas de Fábrica. Los parámetros de comunicación por omisión son:

Tabla 4-1: PARÁMETROS DE COMUNICACIÓN POR OMISIÓN

CALIBRACIÓN	VALOR DE FÁBRICA POR OMISIÓN
ID DE LA UNIDAD	0 (GE Modem) / 1 (Modbus)
VER CONTRASEÑA	VIEW!
CONTRASEÑA DE CONTROL	CTRL!
CONTRASEÑA DE CALIBRACIONES	SETT!
ÍNDICE DE BAUDIOS	2400

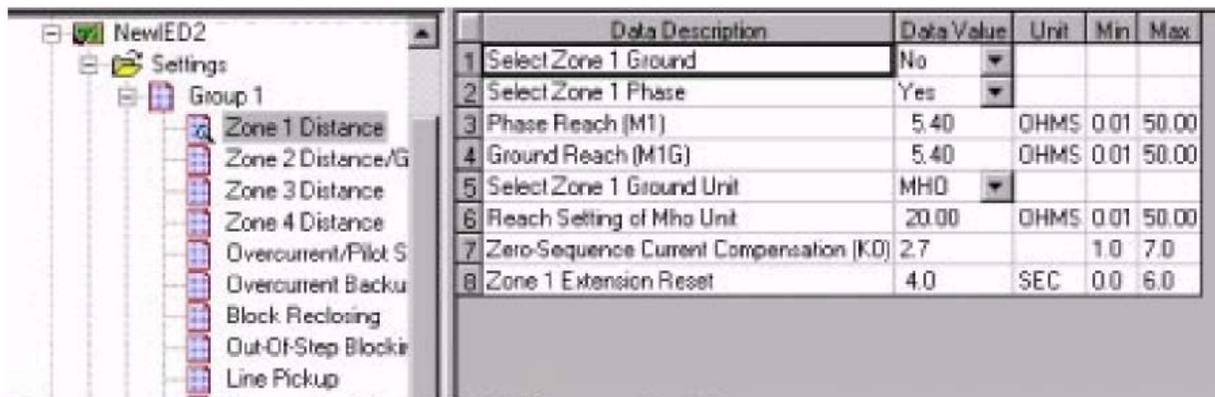
4.4.5 INGRESO AL RELÉ

1. Para ingresar a la unidad de prueba, presionar el IED de la unidad de prueba para resaltarlo. Seleccionar el menú **Communication > Connect Relay** y presionar **Connect**.
2. Las contraseñas se muestran en la tabla anterior y deben cambiarse antes de que opere cualquiera de las funciones del relé excepto CHANGE PASSWORD y LOGOUT.

- Las contraseñas se muestran en la tabla anterior y deben cambiarse antes de que opere cualquiera de las funciones del relé excepto CHANGE PASSWORD y LOGOUT.
- Si la comunicación es exitosa, la barra de estado al pie de la pantalla indicará que el DGP está conectado junto con otra información del estado.
- Si éste fuera el primer ingreso con las contraseñas por omisión de fábrica, el usuario deberá cambiarlas (corresponde solamente a las unidades con protocolo GE Modem).

4.4.6 CAMBIOS DE CALIBRACIONES

- Cualquier de los cambios de calibración requeridos para una prueba en particular se indican al inicio de la prueba. Las calibraciones pueden cambiarse individualmente mediante la carpeta de Calibraciones IED que se muestra a continuación.



	Data Description	Data Value	Unit	Min	Max
1	Select Zone 1 Ground	No			
2	Select Zone 1 Phase	Yes			
3	Phase Reach (M1)	5.40	OHMS	0.01	50.00
4	Ground Reach (M1G)	5.40	OHMS	0.01	50.00
5	Select Zone 1 Ground Unit	MHO			
6	Reach Setting of Mho Unit	20.00	OHMS	0.01	50.00
7	Zero-Sequence Current Compensation (K0)	2.7		1.0	7.0
8	Zone 1 Extension Reset	4.0	SEC	0.0	6.0

Figura 4-2: MENÚ DE CALIBRACIONES GE-LINK

- En el Capítulo 10: SOFTWARE GE-LINK, se brindan detalles adicionales sobre el cambio de Calibraciones con el GE-Link.
- Una vez modificada una calibración, seleccionar el menú **Control > Send Calibrations to Relay**.

4.4.7 INGRESO AL MODO DE PRUEBA (TEST MODE)

Antes de la mayoría de las pruebas, es necesario poner el relé en el modo de prueba. Esto se hace de la siguiente manera:

- Ingresar al relé utilizando la contraseña del nivel de acceso de control.
- Una vez aceptada la contraseña, **CTRL MODE** aparecerá al pie derecho de la pantalla.
- Seleccionar **Relay test** de la carpeta IED **Operations**.
- Aparecerá la ventana **Test Mode**.
- Seleccionar la prueba a la que desea ingresar desde el menú y luego presionar **BEGIN TEST**.
- El LED de la MMI cambiará de verde a rojo cuando el sistema DGP esté en el modo de prueba.

NOTA: No se necesita contraseña para los relés con el protocolo Modbus.

4.4.8 SALIDA DEL MODO DE PRUEBA (TEST MODE)

El modo de prueba se finaliza (y se enciende la protección del relé) seleccionando el modo END TEST de la lista **Test Mode**. El LED de MMI cambiará de rojo a verde.

4.5.1 DESCRIPCIÓN

Antes de comenzar la prueba, las calibraciones del relé deben registrarse para referencia y verificación. Los valores por omisión de fábrica se muestran en la Tabla 2-1: CALIBRACIONES Y CARACTERÍSTICAS NOMINALES DEL DGP en la página 2-3. Recorrer cada calibración para asegurarse que coinciden con las calibraciones por omisión de la lista.

Si se está realizando la prueba con el GE-Link, las calibraciones del relé deben cargarse desde el DGP e imprimirse para referencia y verificación. Verificar que cada calibración del DGP coincida con la calibración por omisión de la lista. Si no se dispone de impresora, verificar las calibraciones individuales a través de la carpeta **Settings**.

4

Una vez cargadas, las calibraciones actuales pueden guardarse en un disco y volver cargarse en el DGP cuando se finalice la prueba. Seleccionar el IED actual y utilizar el menú **File > Save Settings to File** para guardar las calibraciones del DGP en un archivo. El GE-Link pedirá un nombre de archivo. Más información para utilizar este comando puede encontrarse en el Capítulo 10: SOFTWARE GE-LINK.



NOTA

CALIBRACIONES REALIZADAS VÍA LA MMI: Todos los cambios de calibraciones y control deben tener ingresadas sus respectivas contraseñas antes de poder realizar cualquier cambio. Una vez ingresados todos los cambios de calibraciones, debe ingresarse la secuencia de teclas [END] [ENT] de modo que el relé pueda aceptar y operar con las nuevas calibraciones.

4.6.2 T1: PRUEBA DE ESTADO Y PANTALLA DE LA MMI

El Estado del Relé se informa a través de la MMI, el contacto de alarma no crítica, y el contacto de alarma crítica. En caso de que un error de sistema causara el cese de las funciones del relé, el LED de la MMI se torna rojo, y aparece un mensaje **FAIL** (falló), y se desenergiza el relé de la alarma crítica. Una falla que no interrumpiera el relé se indicaría energizando el relé de la alarma no crítica y con el mensaje **WARN** (advertencia).

a) VERIFICACIÓN DE ESTADO

Esta prueba demostrará el uso de la MMI para verificar el estado del relé. Ver el Capítulo 6: SERVICIO para mayor información.

1. Las entradas de CA no son necesarias para esta prueba, sólo la tensión de suministro de energía de CC. Aplicar la potencia de CC nominal y esperar a que se complete la inicialización, indicada por el LED verde.
2. Ingresar la contraseña de Nivel de Calibración. Presionar la tecla [SET] seguida de "103" para cambiar la calibración para el monitor de circuito de disparo.
3. Fijar 103:**SELTVM** = 0000.



NOTA

Presionar las teclas [END] y [ENT] después de cada cambio de calibración.

4. Presionar la tecla [INF]. Recorrer con las teclas de flecha hasta que aparezca el encabezado **INF: STATUS**.
5. Presionar la tecla [ENT].
La pantalla debe decir **STATUS OK**. "OK" indica que el relé está operativo y que no hay errores.

b) ESTADO DE ADVERTENCIA

1. Ingresar la contraseña del Nivel de Calibración. Presionar la tecla [SET] seguida de "103" para cambiar la calibración del monitor de circuito de disparo.
2. Fijar 103: SEL TVM = 1111. Una vez finalizado, el relé espera la tensión de humectación a través de los contactos de disparo.
Presionar la tecla [END] y luego [ENT].
3. Presionar la tecla [INF]. Recorrer con las teclas de flecha hasta que aparezca el encabezado **INF: STATUS**.
4. Presionar la tecla [ENT].
La pantalla debe decir **STATUS: WARN**.
5. Recorrer con las teclas de flecha hasta que aparezca el encabezado **94G TRP CIR OPN**. Seguir recorriendo las salidas de circuito de disparo restantes (94G1, 94G2, y 94G3). Esto verifica que el relé ha detectado la ausencia de tensión de humectación a través de los contactos de disparo.
6. Ingresar la contraseña de Nivel de Calibración. Presionar la tecla [SET] seguida de "103" para cambiar la calibración del monitor de circuito de disparo.
7. Ingresar la Calibración 103: SEL TVM = 0000. Presionar la tecla [END] y luego [ENT].

c) PRUEBA DE LA PANTALLA

La prueba de la MMI está incluida dentro del software. Permite al usuario probar el teclado, la impresora y la pantalla. Si no hay impresora conectada al relé, pasar por alto la prueba del puerto de la impresora.

1. Aplicar la potencia de CC nominal y esperar que finalice la inicialización según indica el LED verde.
2. Presionar la tecla [ACT]. Recorrer con las teclas de flecha hasta que aparezca el encabezado **ACT:**

MMI TEST.

3. Presionar la tecla [ENT].

La pantalla deberá decir **NEXT?**.

4. Presionar [1/Y] seguido de la tecla [ENT].

La pantalla cambiará a **LED TST?**.

5. Presionar [1/Y] seguido de la tecla [ENT].

Si está encendido el LED verde, cambiará a rojo. Si el LED rojo está encendido, cambiará a verde. Los LEDs indicadores parpadearán cuatro veces y luego se encenderá cada uno individualmente. Una vez finalizada la prueba, los LEDs indicadores retornarán a su estado original.

6. Luego, la pantalla solicitará la prueba del teclado con **KEYBRD TST?**.

7. Presionar [1/Y] seguido de la tecla [ENT].

8. En este punto la MMI está en la prueba de teclado. Presionar cada una de las teclas salvo la tecla [CLR]. A medida que se presiona cada tecla, verificar que la pantalla indique que se presionó la tecla correcta.

9. Una vez verificadas todas las teclas, presionar la tecla [CLR].

10. La pantalla mostrará **PRINTER TST?**. , si no se cuenta con impresora o el puerto de la impresora no está activo, entonces presionar [3/N] seguido de la tecla [ENT]. De otro modo, presionar [1/Y] seguido de la tecla [ENT].

4.6.3 T2: PRUEBAS DE SALIDA DIGITAL.

Esta prueba verifica todas las salidas de los relés. Es una manera conveniente de determinar las conexiones correctas del sistema y verificar la operación de todos los contactos del relé sin tener que aplicar corrientes y voltajes para simular las fallas.



NOTA

Si se utiliza el IGE- Link para realizar esta prueba, ninguna de las salidas operará a menos que se retire el Puente J1 de la MMI. Ver la Figura 3-4: MÓDULO MMI DEL DGP en la página 3-5.

1. Conectar el relé según muestra la Figura 4-3: CONEXIONES DE PRUEBA DE SALIDA DIGITAL.
2. Ingresar la contraseña de Nivel de Control.
3. Presionar la tecla [ACT] y luego seleccionar **DIG OUT PRUEBA**. Presionar la tecla [ENT].
4. Seleccionar la salida que se desea probar utilizando las flechas para desplazarse hasta la salida deseada, por ejemplo 94G, y presionar la tecla [ENT].

Después de todas las pruebas debe finalizarse esta prueba utilizando el paso 6.



NOTA

Antes de permitir que se cierre el contacto se solicitará que apague la protección durante la prueba. El pedido es: **DISABLE PROT?**. Presionar la tecla [1/Y] seguida de la tecla [ENT] para apagar la protección. La protección se apagará hasta que finalice el modo de prueba.

Una vez elegida la protección, la salida del relé seleccionado se cerrará.

Verificar que la salida que se está probando haya cerrado, utilizando un medidor de ohmios u otro dispositivo adecuado.

5. Después probar la salida, moverse hasta la próxima salida a probar y presionar la tecla [ENT]. Esta salida se cerrará y la salida seleccionada previamente se abrirá. Continuar de este modo hasta que se hayan probado todas las salidas.
6. Finalizar el modo de prueba moviéndose hasta la opción **END TEST MODE** y presionar la tecla [ENT]. Alternativamente, puede ingresarse la secuencia de teclas [END] [ENT] para finalizar la prueba y habilitar nuevamente la protección.

4

SALIDAS DIGITALES	X	Y
94G	BE10	BF10
94G1	BE9	BF9
94G2	BE8	BF8
94G3	BE7	BF7
74A	AF14	AG14
74B	AF13	AG13
74C	AF12	AG12
74D	AF11	AG11
74CR	AF7	AG7
74NC	AF8	AG8
74FF	AF10	AG10
CAPTACIÓN DE PRUEBA	AF6	AG6
DISPARO DE PRUEBA	AF5	AG5

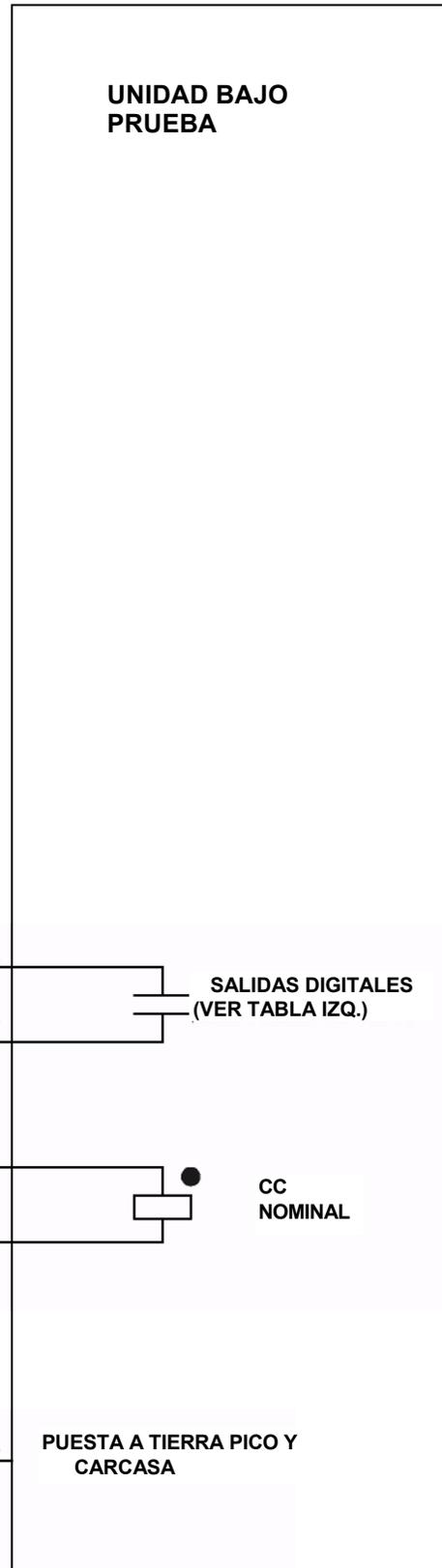


Figura 4-3: CONEXIONES DE PRUEBA DE SALIDA DIGITAL

4.6.4 T3: PRUEBAS DE ENTRADA DIGITAL

Esta prueba verifica todas las entradas digitales del relé. Es una manera conveniente de determinar las conexiones adecuadas del sistema y de verificar la operación de todas las entradas digitales aisladas ópticamente. Todas las entradas digitales deben estar entre 35 y 300 V CC.

La protección puede activarse o desactivarse, a criterio del usuario.

1. Conectar el relé como se muestra en la Figura 4-4: CONEXIONES DE PRUEBA DE ENTRADA DIGITAL.
2. Aplicar CC a través de DI1 (BG8—BG7). Utilizando la MMI y el comando INFORMATION-VALUES, verificar que **GEN = OFF-LINE (fuera de línea)**.
3. Retirar CC de DI1 (BG8—BG7). Utilizando la MMI y el comando INFORMATION-VALUES, verificar que **GEN = ON-LINE (en línea)**.
4. Aplicar CC a través de DI2 (BG6—BG5). Utilizando la MMI y el comando INFORMATION-VALUES, verificar que **INLET VLV=CLOSED (cerrado)**.
5. Retirar CC de DI2 (BG6—BG5). Utilizando la MMI y el comando INFORMATION-VALUES, verificar que **INLET VLV=OPEN (abierto)**.
6. Aplicar CC a través de DI3 (BG4—BG3). Utilizando la MMI y el comando INFORMATION-VALUES, verificar que **DIG IN 3 = CLOSE**.
7. Retirar CC de DI3 (BG4—BG3). Utilizando la MMI y el comando INFORMATION-VALUES, verificar que **DIG IN 3 = OPEN**.
8. Aplicar CC a través de DI4 (BG2—BG1). Utilizando la MMI y el comando INFORMATION-VALUES, verificar que **DIG IN 4 = CLOSE**.
9. Retirar CC de DI4 (BG2—BG1). Utilizando la MMI y el comando INFORMATION-VALUES, verificar que **DIG IN 4 = OPEN**.
10. Aplicar CC a través de DI5 (BE4—BE3). Utilizando la MMI y el comando INFORMATION-VALUES, verificar que **OSC TRIG = CLOSE**.

NOTA: Esta entrada no está activa en algunos modelos de DGP.

11. Retirar CC de DI5 (BE4—BE3). Utilizando la MMI y el comando INFORMATION-VALUES, verificar que **OSC TRIG = OPEN**.

NOTA: Esta entrada no está activa en algunos modelos de DGP.

12. Aplicar CC a través de DI6 (BE2—BE1). Utilizando la MMI y el comando INFORMATION-VALUES, verificar que **DIG IN 6 (EXT VTFF) = CLOSE**.
13. Retirar CC de DI6 (BE2—BE1). Utilizando la MMI y el comando INFORMATION-VALUES, verificar que **DIG IN 6 (EXT VTFF) = OPEN**.

4

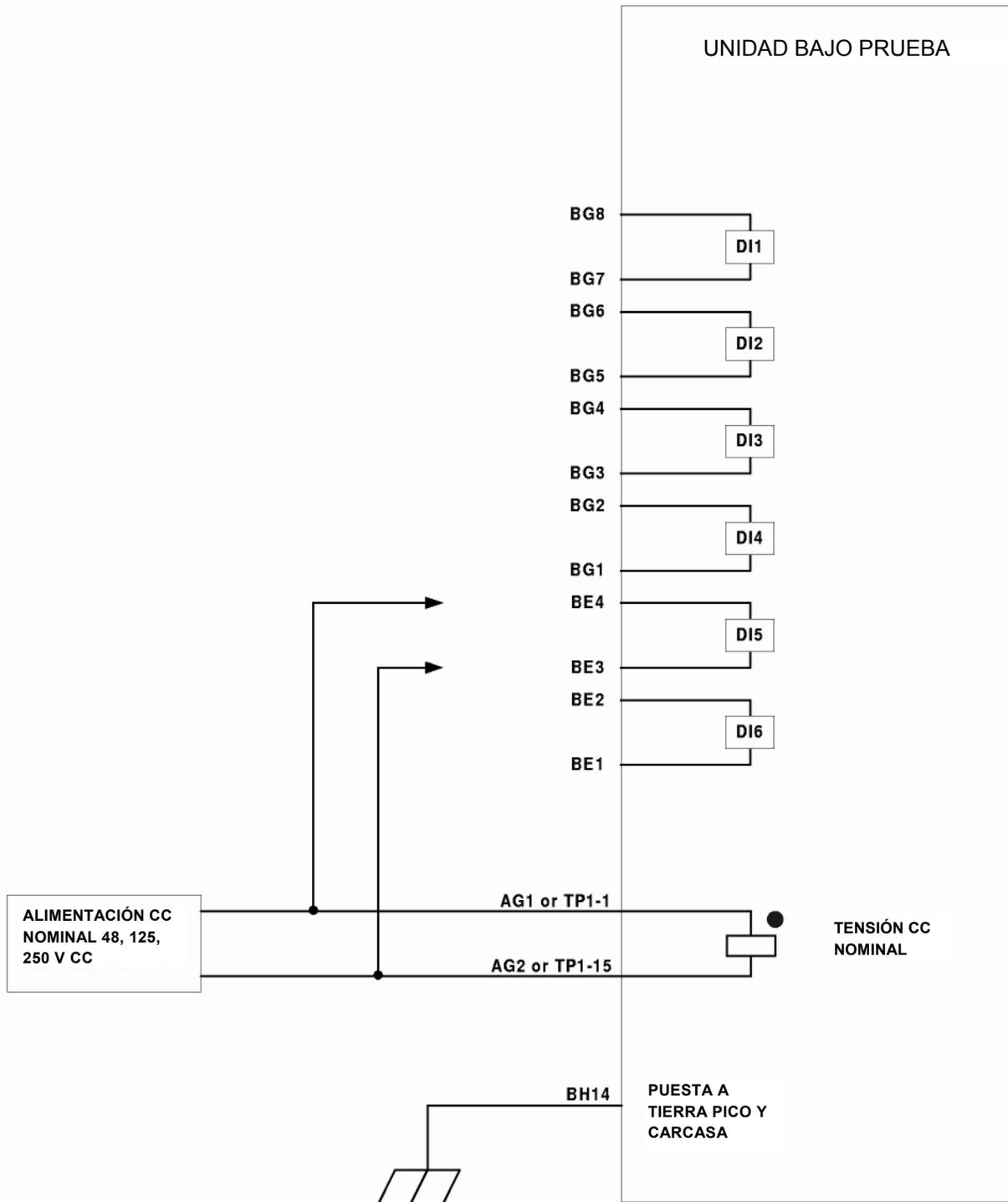


Figura 4-4: CONEXIONES DE PRUEBA DE ENTRADA DIGITAL

4.6.5 T4: PRUEBA DE ENTRADA DE CA AL SISTEMA

Esta prueba utiliza la función INFORMATION-VALUES de la MMI para determinar que las tensiones y las corrientes se aplican a las conexiones correctas en la banda terminal. La función INFORMATION-VALUES puede utilizarse en cualquier momento durante la prueba para verificar que el relé tiene aplicadas las tensiones y las corrientes correctas.

1. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-5: CONEXIONES DE PRUEBA DE ENTRADA AL SISTEMA DE CA.
2. Utilizando una fuente de 60 Hz, fijar las entradas de corriente en:

$$IA = 0,5 (0,1) \text{ A rms} < 0^\circ$$

$$IB = 2,0 (0,4) \text{ A rms} < -120^\circ$$

$$IC = 15,0 (3,0) \text{ A rms} < -240^\circ$$

Y fijar las entradas de tensión en:

$$VA = 20 \text{ V rms} < 0^\circ$$

$$VB = 70 \text{ V rms} < -120^\circ$$

$$VC = 120 \text{ V rms} < -240^\circ$$

3. Presionar la tecla [INF]. Desplazarse con la flecha hasta el encabezamiento **INF: VALUES**, luego presionar la tecla [ENT]. Ahora están seleccionados los valores actuales.
4. Con las flechas recorrer los valores de:

IAS, ANGLE IAS

IBS, ANGLE IBS

ICS, ANGLE ICS

IAR, ANGLE IAR

IBR, ANGLE IBR

ICR, ANGLE ICR

VAN, ANGLE VAN

VBN, ANGLE VBN

VCN, ANGLE VCN

GEN FREQ

Verificar que todas las mediciones de frecuencia estén dentro de 0,01 Hz y que las mediciones actuales de corriente y tensión estén dentro del 3% de la amplitud fijada y 1 ° de su fase fijada.



NOTA

Entre los valores de ANGLE VCN y GEN FREQ se indican otras cantidades. Éstas se probarán en otra sección.

Si hay disponible una impresora, presionar la tecla [PRT] mientras se está en la categoría **INF: VALUES** y se imprimirán todos los valores. Como otra posibilidad, cada vez que la pantalla de la MMI esté en blanco, presionando la tecla [CLR] se recorrerán automáticamente todos los valores actuales.

5. Repetir los pasos 2 a 4 utilizando las siguientes frecuencias de fuente: 30,5 y 79,5 Hz.

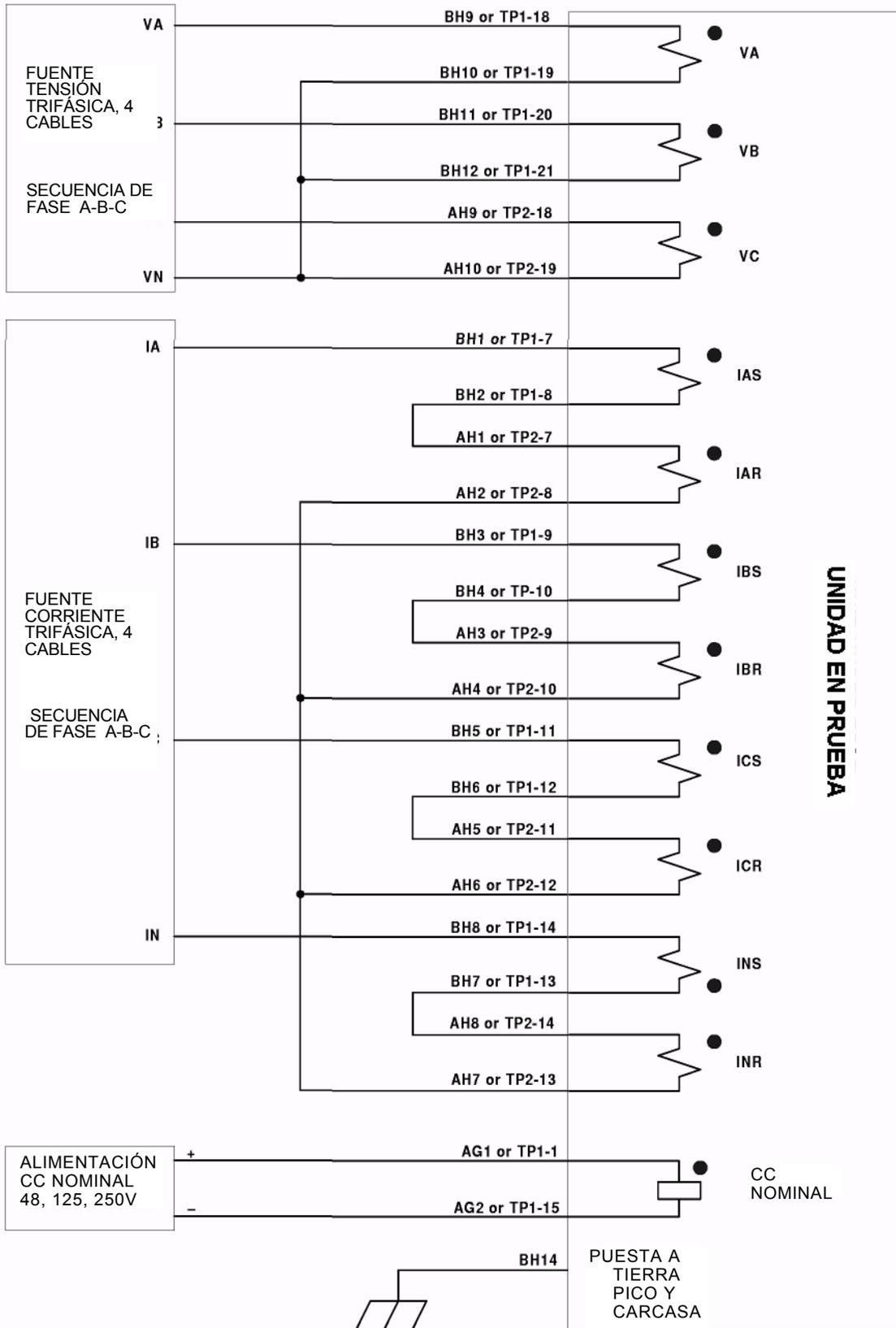


Figura 4-5: CONEXIONES DE PRUEBA DE ENTRADA DE CA AL SISTEMA

4.7.1 DESCRIPCIÓN



Las contraseñas de todos los cambios de calibraciones o Nivel de Control deben ingresarse antes de poder hacer cualquier cambio. Una vez ingresados todos los cambios de calibraciones, debe ingresarse la secuencia de teclas [END] [ENT] para que el relé pueda aceptar las nuevas calibraciones y operar con ellas.

Antes de iniciar la prueba de las Funciones de Protección, ingresar las siguientes calibraciones en la categoría Configuración.

Calibraciones:

CONFIG

(102) **SYSFREQ** = 60
 (103) **SELTVM** = 0000
 (104) **SELTCM** = 0000
 (105) **SELPRIM** = SECNDRY (1)
 (106) **CTRATIO** = 1
 (107) **VT RATIO** = 1.0
 (109) **FASE** = A-B-C
 (114) **NOM VOLT** = 120,0
 (115) **RATEDCUR** = 5,00 (1,00)

La prueba de la función de protección se logra con dos métodos:

1. En el modo protección, todas las salidas se dirigen a los contactos de salida Disparo/Alarma seleccionados.
2. En el modo prueba, todas las salidas se dirigen a los contactos salida de prueba (DOR12— captación de prueba, DOR13— disparo de prueba), junto con los contactos Disparo/Alarma seleccionados. La captación de prueba tiene un contacto (AF6—AG6) normalmente abierto y uno (AF6—AE6) normalmente cerrado. El disparo de prueba también tiene un contacto (AF5—AG5) normalmente abierto y uno (AF5—AE5) normalmente cerrado.

Para ingresar al modo de prueba, ingresar primero la contraseña para el Nivel de Control. Presionar la tecla [ACT], luego desplazarse hasta que aparezca el encabezado **ACT: RELAY PRUEBA**. Presionar la tecla [ENT]. Recorrer las distintas funciones hasta llegar a la función que se desea probar. Presionar la tecla [ENT]. La luz de estado se tomará roja y la pantalla de la MMI mostrará **ON** al lado de la función a probar.



NOTA

1. A pesar de que la luz de estado esté roja, las funciones de protección siguen en **ON** mientras el relé esté en el modo de prueba.
2. En los casos en que corresponda, los niveles de corriente se definen con dos números como xx(yy); xx es el valor a utilizar para los relés de 5 amperios y (yy) es el valor a usar para los relés de 1 amperio.

4.7.2 T5: PRUEBA DIFERENCIAL DEL GENERADOR 87G

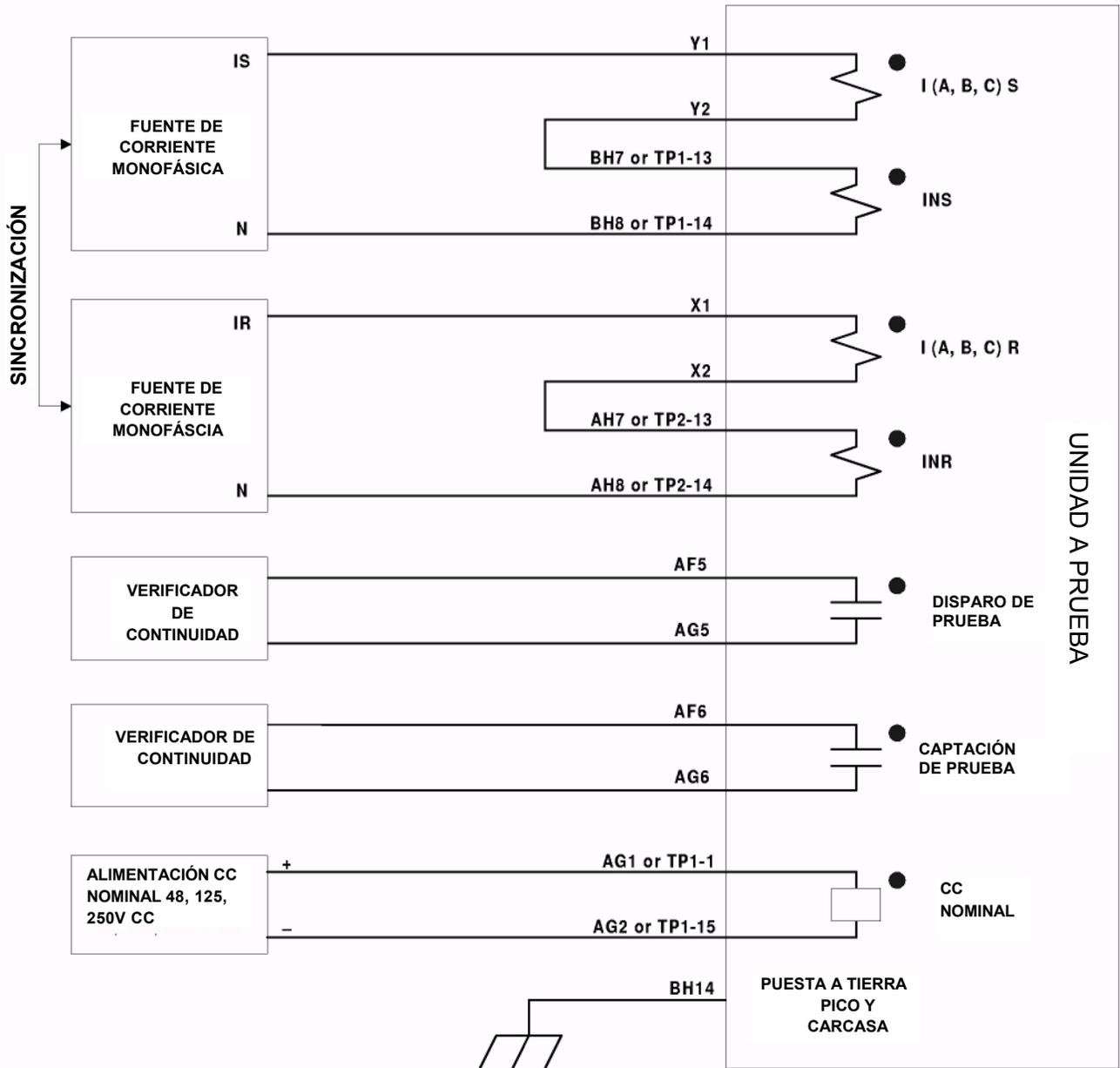
1. Calibraciones:

87G

(203) **K1** = 5

(204) **CAPTACIÓN** = 0,3 (0,06) A

2. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-6: CONEXIONES DE PRUEBA DEL DIFERENCIAL DEL GENERADOR.
3. Configurar el relé en modo de prueba para la función 87G; 87G ON aparecerá en la MMI.
4. Fijar la corriente de IAR en 5 A (1 A) rms y IAS en 5 A (1 A) rms en fase. Los contactos de la captación de prueba y del disparo de prueba no deberían operar. Aumentar IAS a 7 A (1.3 A) rms y la captación de prueba y el disparo de prueba deberían operar.
5. Fijar IAS a 5 A (1 A) rms y la captación de prueba y el disparo de prueba no deberían operar.
6. Disminuir IAS a 3 A (0,75 A) rms y la captación de prueba y el disparo de prueba deberían operar.
7. Repetir la prueba anterior para las fases B (IBR, IBS) y C (ICR, ICS)



4

FASE EN PRUEBA	ENTRADA X1		ENTRADA X2		ENTRADA Y1		ENTRADA Y2	
	NÚMERO BLOQUE TERMINAL	NÚMERO TERMINAL XTM						
A	AH1	TP2-7	AH2	TP2-8	BH1	TP1-7	BH2	TP1-8
B	AH3	TP2-9	AH4	TP2-10	BH3	TP1-9	BH4	TP1-10
C	AH5	TP2-11	AH6	TP2-12	BH5	TP1-11	BH6	TP1-12

Figura 4-6: CONEXIONES DE PRUEBA DEL DIFERENCIAL DEL GENERADOR

4.7.3 T6: ALARMA POR DESEQUILIBRIO DE CORRIENTE 46A

1. Calibraciones:
46A
(302) **CAPTACIÓN** = 0,05
(0,01) (303) **TL14** = 1
2. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-7: CONEXIONES DE PRUEBA DE DESEQUILIBRIO DE CORRIENTE.
3. Configurar el relé en modo de prueba para la función 46 A, **46A ON** aparecerá en la MMI.
4. Fijar las entradas de corriente en:
IAS = 0,4 (0,08) A rms <0°
IBS = 0,4 (0,08) A rms < -120°
ICS = 0,4 (0,08) A rms < -240°
La captación de prueba y el disparo de prueba no deberían operar.
5. Cambiar las entradas de corriente a:
IAS = 0,25 (0,05) A rms < 0°
IBS = 0,0 A rms < -120°
ICS = 0,0 A rms < -240°

La captación de prueba debería operar de inmediato y el disparo de prueba debería operar en 1,00 a 1,03 s

4.7.4 T7: DISPARO POR DESEQUILIBRIO DE CORRIENTE 46T

1. Calibraciones:
46T
(403) **CAPTACIÓN** = 2,0 (0,4)
(404) **K2** = 1.0
2. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-7: CONEXIONES DE PRUEBA DE DESEQUILIBRIO DE CORRIENTE.
3. Configurar el relé en el modo de prueba para la función 46T; 46T ON aparecerá en la MMI.
4. Fijar las corrientes de entrada en:
IAS = 2.0 (0.4) A rms <0°
IBS = 2.0 (0.4) A rms <-120°
ICS = 2.0 (0.4) A rms <-240°.
Los contactos de captación de prueba y de disparo de prueba no deberían operar.
5. Cambiar las entradas de corriente a:
IAS = 6,3 (1,26) A rms <0°, IBS = 0,0 A rms <-120°, e ICS = 0,0 A rms <-240°. La captación de prueba debería operar de inmediato y el disparo de prueba debería operar en 5,5 a 5,7 segundos.



Si se repite esta prueba, el tiempo de operación del contacto de disparo cambiará según la frecuencia con la que se repita la prueba. El tiempo de disparo puede calcularse con la

NOTA

Siguiente ecuación:

$$\text{Nuevo tiempo de disparo} = \frac{T}{230} \times \text{Tiempo original de disparo}$$

En donde T= es el tiempo entre las pruebas sucesivas y el Tiempo original de disparo = los 5,5 a 5,7 segundos que tomara originalmente el disparo del relé. Si el tiempo entre los disparos sucesivos es superior a 230 segundos, el relé se disparará en el tiempo de disparo original.

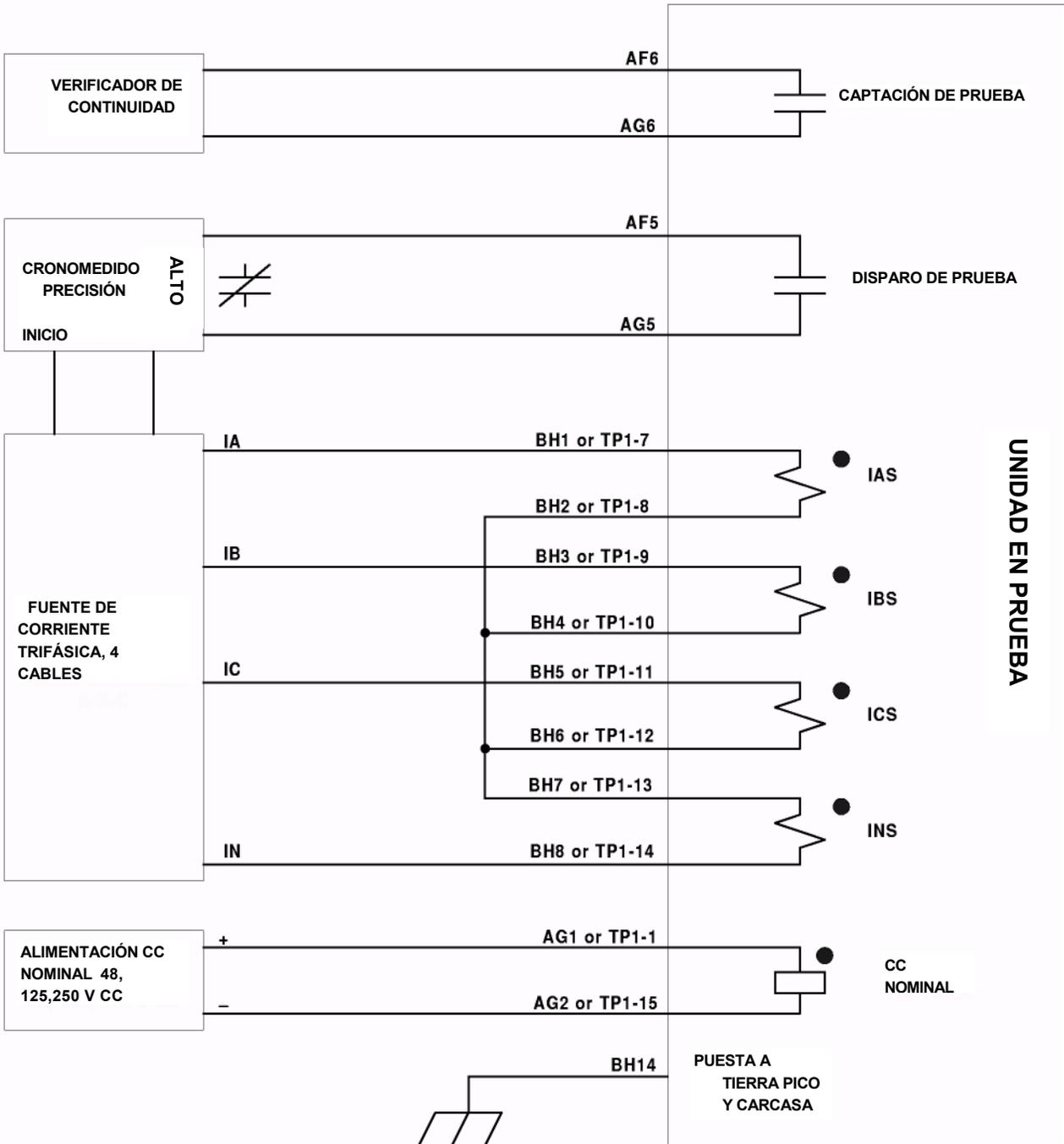


Figura 4-7: CONEXIONES DE PRUEBA DE DESEQUILIBRIO DE CORRIENTE

4.7.5 T8: PÉRDIDA DE PROTECCIÓN DE CAMPO ZONA 1 40-1

1. Hacer los siguientes cambios en las

Calibraciones : **40**

(501) **SELV2SUP** = DISABLE (0)

40-1

(603) **CENTER** = 11 (55)

(604) **RADIUS** = 8,5 (42,5)

(605) **TL12** = 0,06

2. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-8: CONEXIONES DE PRUEBA FUNCIONAL ESTÁNDAR en la página 4-26.
3. Configurar el relé en el modo de prueba para la función 40-1; **40-1 ON** aparecerá en la MMI. Utilizando la MMI y el comando INFORMATION-VALUES, verificar que **DIG IN 6 (EXT VTFF) = OPEN**.
4. Utilizando una fuente de 60 Hz fijar las entradas de tensión en:

VA = 35 V rms < 0°

VB = 35 V rms < -120°

VC = 35 V rms < -240°

Fijar las entradas de corriente según la Tabla que se presenta a continuación.

Tabla 4-2: ENTRADAS DE CORRIENTE PARA LAS PRUEBAS T8 Y T9

PRUEBA	FASE A		FASE B		FASE C	
	MAG.	FASE	MAG.	FASE	MAG.	FASE
A	14,5(2,9) A	90°	14,5(2,9) A	-30°	14,5(2,9) A	-150°
B	12,5(2,5) A	90°	12,5(2,5) A	-30°	12,5(2,5) A	-150°
C	1,7(0,34) A	90°	1,7(0,34)A	-30°	1,7(0,34)A	-150°
D	1,9(0,38) A	90°	1,9(0,38) A	-30°	1,9(0,38) A	-150°

5. Deberían obtenerse los siguientes resultados:
 - Pruebas A y C: La captación de prueba y el disparo de prueba no operan.
 - Pruebas B y D: La captación de prueba opera de inmediato y el disparo de prueba opera en 65 a 85 ms.
6. Aplicar tensión de CC a través de DI6 (BE2—BE1). Utilizando la MMI y el comando INFORMATION-VALUES, verificar que **DIG IN 6 (EXT VTFF) = CLOSE**.
7. Repetir la Prueba D de la tabla anterior y verificar que la captación de prueba y el disparo de prueba no operen.
8. Retirar CC de DI6 (BE2—BE1). Utilizando la MMI y el comando INFORMATION-VALUES, verificar que **DIG IN 6 (EXT VTFF) = OPEN**.
9. Cambiar la siguiente calibración:
 - (501) **SELV2SUP** = ENABLE (1)
10. Fijar VA = 50 V rms <0°, IA = 2,7 (0,54) A rms<90°, y todas las otras fuentes de CA en 0 V. Verificar que la captación de prueba y el disparo de prueba no operen.

4.7.6 T9: PÉRDIDA DE PROTECCIÓN DE CAMPO ZONA 2, 40-2

1. Calibraciones:

40-2

- (703) **CENTER** = 11 (55)
- (704) **RADIUS** = 8.5 (42.5)
- (705) **TL13** = 2

2. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-8: CONEXIONES DE PRUEBA FUNCIONAL ESTÁNDAR en la página 4-26.
3. Configurar el relé en el modo de prueba para la función 40-2; **40-2 ON** aparecerá en la MMI.
4. Utilizando una fuente de 60 Hz, fijar las entradas de tensión en: VA = 35 V rms <0°, VB = 35 V rms <-120°, y VC = 35 V rms <-240°. Fijar las entradas de corriente según Tabla 4-2: ENTRADAS DE CORRIENTE PARA LAS PRUEBAS T8 Y T9 en la página 4-22.
5. Deberían obtenerse los siguientes resultados:
 - Pruebas A y C: La captación de prueba y el disparo de prueba no operan.
 - Pruebas B y D: La captación de prueba opera de inmediato y el disparo de prueba opera en 2,0 a 2,1 segundos.

4.7.7 T10: SUPERVISIÓN DE FUERZA INVERSA Y DISPARO SECUENCIAL 32-1

1. Calibraciones:

32-1

- (803) **SQTREN** = YES[1/Y]
- (804) **REV PWR** = 1.5 (0.3)
- (805) **TL1** = 5

DIG INP

- (2501) **SELBKDI1** = NO BLK (0)
2. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-8: CONEXIONES DE PRUEBA FUNCIONAL ESTÁNDAR en la página 4-26.
 3. Configurar el relé en el modo de prueba para la función 32-1; **32-1 ON** aparecerá en la MMI.
 4. Utilizando una fuente de 60 Hz fijar las entradas de tensión en: VA = 20 V rms <0°, VB = 20 V rms <-120°, y VC = 20 V rms <-240°. Fijar la entrada de corriente en IA = 0.1 (0.02) A rms <180°. Las fases B y C no deben tener corriente. Verificar que la captación de prueba opere y que el disparo de prueba no opere.
 5. Reducir IA a 0 A.
 6. Aplicar CC a través de DI2 (BG6—BG5). Utilizando la MMI y el comando INFORMATION-VALUES, verificar que **INLET VLV = CLOSED**.
 7. Fijar la entrada de corriente en IA = 0.1 (0.02) A rms <180° y verificar que la captación de prueba opere de inmediato y que el disparo de prueba opere en 5.0 a 5.05 segundos.
 8. Reducir IA a 0 A y Retirar CC de DI2 (BG6—BG5). Utilizando la MMI y el comando INFORMATION-VALUES, verificar que **INLET VLV = OPEN**. Verificar que el contacto de disparo de prueba se haya desenganchado.
 9. Cambiar la siguiente calibración:
 - (803) **SQ TR EN** = NO [3/N]
 10. Repetir los pasos 7 a 8.



No realice esta prueba si su modelo de DGP no incluye esta función. Esta función no está disponible en los relés modelo DGP***ABA.

NOTA

1. Calibraciones:

32-2

(903) **REV PWR** = 1.5 (0.3)

(904) **TL2** = 1

DIG INP

(2501) **SELBKDI1** = NO BLK (0)

2. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-8: CONEXIONES DE PRUEBA FUNCIONAL ESTÁNDAR en la página 4-26.
3. Configurar el relé en el modo de prueba para la función 32-2; **32-2 ON** aparecerá en la MMI.
4. Utilizando una fuente de 60 Hz fijar las entradas de tensión en:

$$VA = 20 \text{ Vrms} < 0^\circ$$

$$VB = 20 \text{ Vrms} < -120^\circ$$

$$VC = 20 \text{ Vrms} < -240^\circ.$$
5. Fijar la entrada de corriente en $IA = 0,1 (0,02) \text{ A rms} < 180^\circ$. Las fases B y C no deben tener corriente.
6. Verificar que la captación de prueba opere de inmediato y el disparo de prueba opere en 1,00 a 1,05 s.

4.7.9 T12: SOBRECORRIENTE DE TIEMPO CON RESTRICCIÓN DE TENSIÓN 51V

1. Calibraciones:

51V

(1003) **CAPTACIÓN** = 0,5 (0,1)

(1004) **TIME FAC** = 1,0

2. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-8: CONEXIONES DE PRUEBA FUNCIONAL ESTÁNDAR en la página 4-26.
3. Configurar el relé en el modo de prueba para la función 51V; **51V ON** aparecerá en la MMI.
4. Utilizando una fuente de 60 Hz fijar las entradas de tensión en:

$$VA = 70 \text{ Vrms} < 0^\circ$$

$$VB = 70 \text{ Vrms} < -120^\circ$$

$$VC = 70 \text{ Vrms} < -240^\circ$$

Fijar las entradas de corriente según la tabla que aparece a continuación.

Tabla 4-3: ENTRADAS DE CORRIENTE PARA LA PRUEBA T12

PRUEBA	FASE A		FASE B		FASE C	
	MAG.	FASE	MAG.	FASE	MAG.	FASE
A	0,45 (0,09) A	0°	0,45 (0,09) A	-120°	0,45 (0,09) A	-240°
B	2,0 (0,4) A	0°	2,0 (0,4) A	-120°	2,0 (0,4) A	-240°

- Deberían obtenerse los siguientes resultados:
Prueba A: La captación de prueba y el disparo de prueba no operan.
Prueba B: La captación de prueba opera de inmediato y el disparo de prueba opera en 1.00 a 1.04 seg.
- Aplicar tensión CC a través de DI6 (BE2—BE1). Utilizando la MMI y el comando INFORMATION-VALUES, verificar que **DIG IN 6 (EXT VTFF) = CLOSE**.
- Repetir la prueba B de la tabla anterior. Verificar que la captación de prueba opere pero el disparo de prueba no opere.
- Retirar CC de DI6 y de todas las corrientes de fase. Volver a aplicar cada fase de corriente por separado y verificar que ambos contactos de prueba operen para cada fase, como en el paso 5.

4.7.1 OT13: ENERGIZACIÓN ACCIDENTAL AE

- Hacer las siguientes calibraciones:

AE

(2703) AE ARM = AND (0)

51V

(1002) ALARM = 1000 (activar función 51V)

- Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-8: CONEXIONES DE PRUEBA FUNCIONAL ESTÁNDAR en la página 4-26.
- Configurar el relé en el modo de prueba para la función AE ; aparecerá **AE ON**.
- Utilizando una fuente de 60 Hz fijar las entradas de tensión en:
 $VA = 29 \text{ Vrms} < 0^\circ$
 $VB = 29 \text{ Vrms} < -120^\circ$
 $VC = 29 \text{ Vrms} < -240^\circ$

Fijar las entradas de corriente según la tabla que aparece a continuación:

Tabla 4-4: ENTRADAS DE CORRIENTE PARA LA PRUEBA T13

FASE A		FASE B		FASE C	
MAG.	FASE	MAG.	FASE	MAG.	FASE
0.45 (0.09) A	0°	0.45 (0.09) A	-120°	0.45 (0.09) A	-240°

- Aplicar tensión CC a través de DI1 (BG8—BG7). Utilizando la MMI y el comando INFORMATION-VALUES, verificar que **GEN = OFF LINE**.
- Reducir la tensión trifásica a 29 V rms y verificar que la captación de prueba y el disparo de prueba operen en 5 a 5,05 segundos (ver NOTA abajo).
- Retirar CC de DI1 (BG8—BG7). Utilizando la MMI y el comando INFORMATION-VALUES, verificar que **GEN = ON LINE**. El disparo de prueba y la captación de prueba desenganchan en 0,25 a 0,30 segundos.
- Cambiar la tensión de las tres fases a 29 V rms y cambiar la siguiente calibración:
(2703) AE-ARM = OR(1)
- Verificar que la captación de prueba y el disparo de prueba operen en 5.00 a 5.05 segundos.



VA, VB, y VC deben cambiar de 70 V rms a 29 V rms con la tensión de la fuente constantemente conectada.

NOTA

4

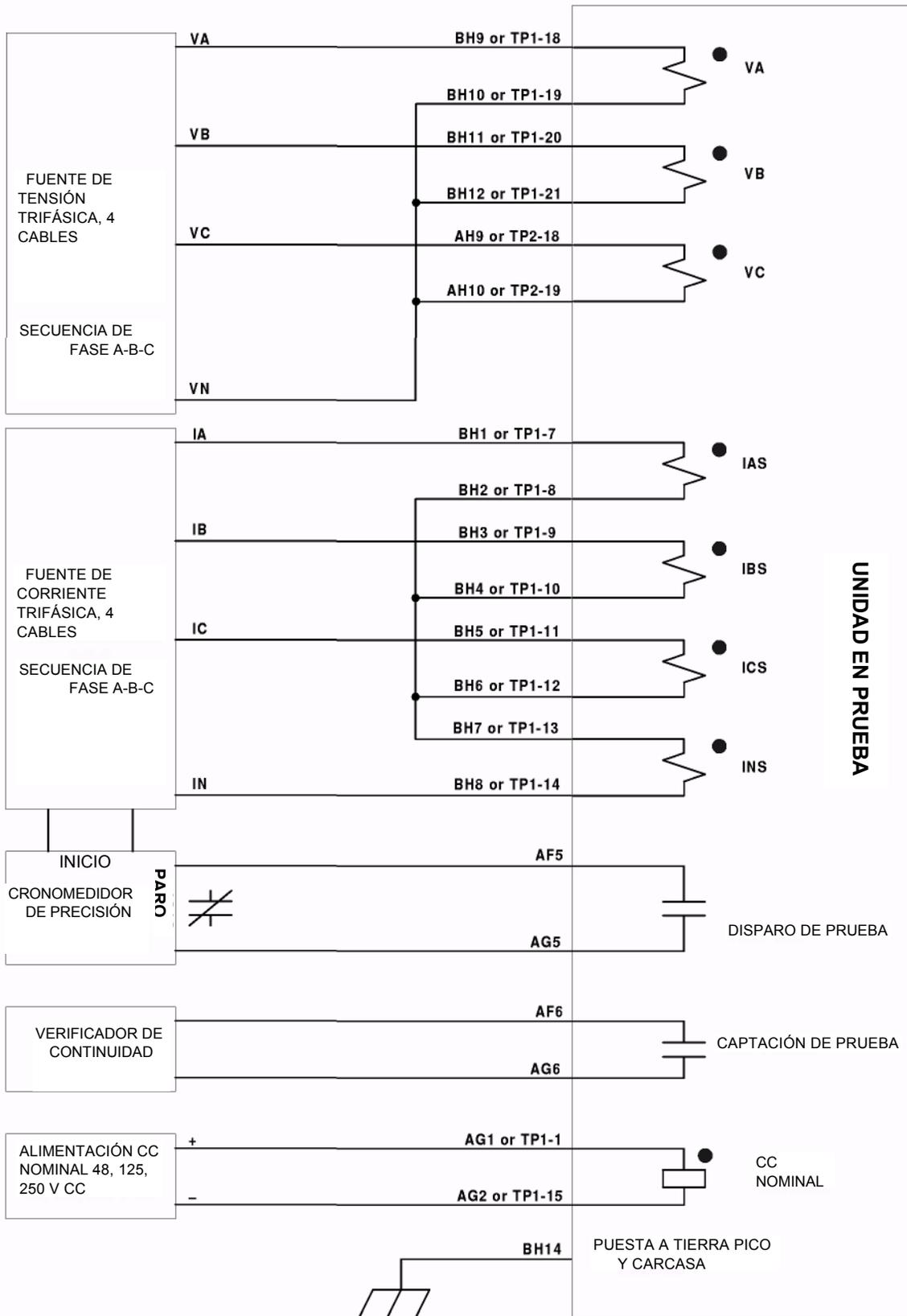


Figura 4-8: CONEXIONES DE PRUEBA FUNCIONAL ESTÁNDAR

4.7.11 T14: PUESTA A TIERRA ESTATOR ZONA1 64G1

1. Hacer los siguientes cambios en las Calibraciones :

64G1

(1103) **CAPTACIÓN** = 4,0

(1104) **TL4** = 0,1

2. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-9: CONEXIONES DE PRUEBA PUESTA A TIERRA DEL ... ESTATOR en la página 4-29.
3. Configurar el relé en el modo de prueba para la función 64G1; **64G1 ON** aparecerá en la MMI.
4. Fijar todas las entradas de corriente en 0. Fijar las entradas de tensión según la tabla que aparece a continuación.

Tabla 4-5: ENTRADAS DE TENSIÓN PARA LA PRUEBA T14

PRUEBA	FASE A		FASE B		FASE C	
	MAG.	FASE	MAG.	FASE	MAG.	FASE
A	70V	0°	70V	-120°	3,8V	-240°
B	70V	0°	70V	-120°	4,2V	-240°

5. Deberían obtenerse los siguientes resultados:

Prueba A: La captación de prueba y el disparo de prueba no operan.

Prueba: B: La captación de prueba opera de inmediato y el disparo de prueba opera en 110 a 130 ms.

4.7.12 T15: PUESTA A TIERRA ESTATOR ZONA 2 64G2



No realizar esta prueba si su modelo de DGP no incluye esta función. Esta función no está disponible en los relés modelo DGP***ABA.

NOTA

1. Calibraciones:

64G2

(1203) **TL5** = 0.1

DIG INP

(2501) **SELBKDI1** = NO BLK (0)

2. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-9: CONEXIONES DE PRUEBA PUESTA A TIERRA DEL ESTATOR .
3. Configurar el relé en el modo de prueba para la función 64G2; **64G2 ON** aparecerá en la MMI.
4. Fijar las siguientes entradas utilizando 60 Hz para la fase A y 180 Hz para las fases B y C.

Tabla 4-6: ENTRADAS DE TENSIÓN PARA LA PRUEBA T15

PRUEBA	FASE A (60 Hz)		FASE B (180 Hz)		FASE C (180Hz)	
	MAG.	FASE	MAG.	FASE	MAG.	FASE
A	100V	0°	10V	0°	1 V	0°
B	100V	0°	10V	0°	0.5V	0°

5. Deberían obtenerse los siguientes resultados:

Prueba A: La captación de prueba y el disparo de prueba no operan.

Prueba B: La captación de prueba opera de inmediato y el disparo de prueba opera en 110 to 130 ms.

6. Cambiar las siguientes calibraciones:

(2501) **SELBKDI1** = BLK #2 (2)

7. Aplicar tensión de CC a través de DI1 (BG8—BG7). Repetir la prueba B y verificar que los contactos de prueba no operen. Retirar CC de DI1 (BG8—BG7) y verificar que la captación de prueba opere de inmediato y que el disparo de prueba opere en 110 a 130 ms.

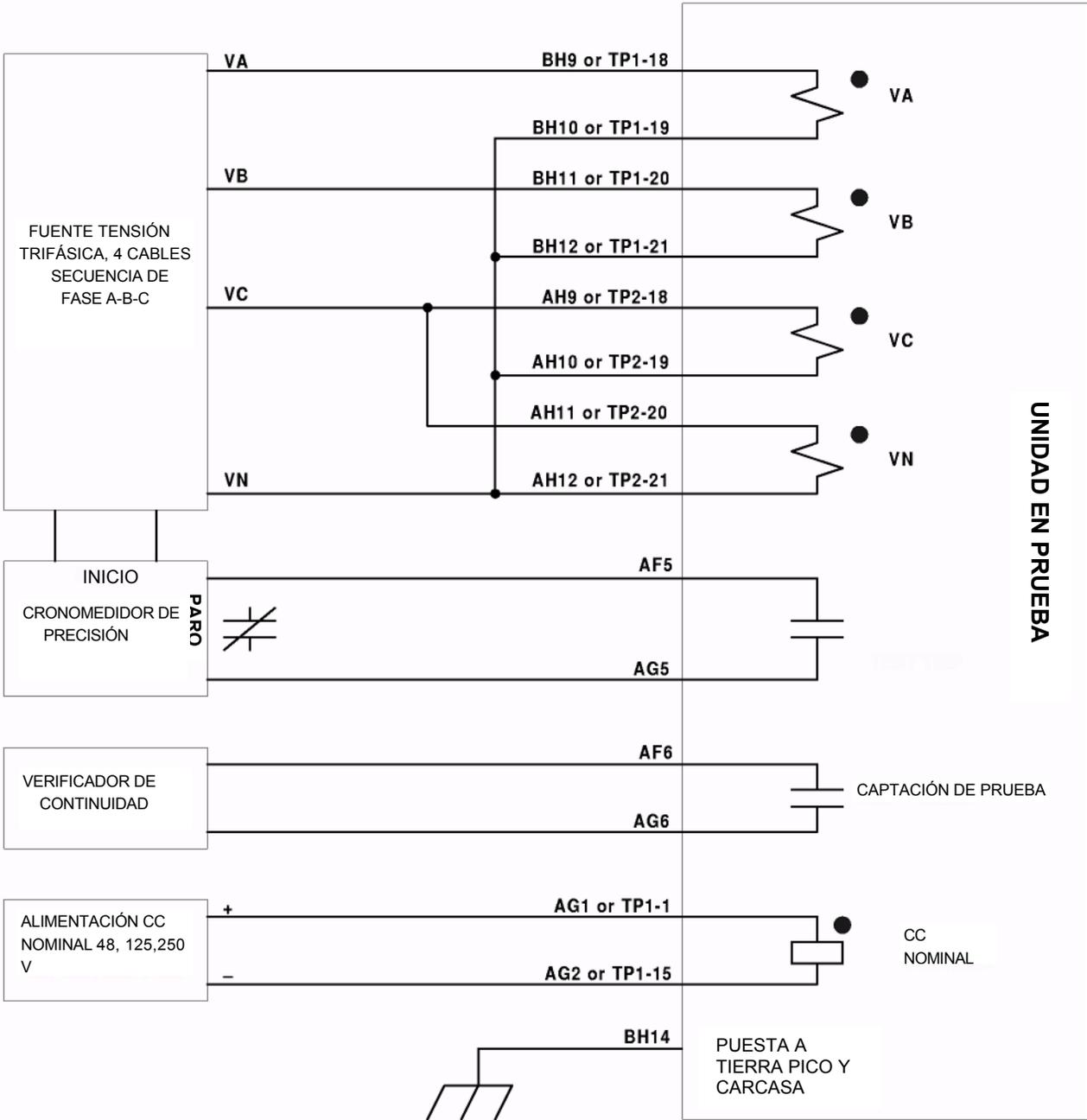


Figura 4-9: CONEXIONES DE PRUEBA PUESTA A TIERRA DEL ESTATOR

4.7.13 T16: ALARMA POR SOBREENCITACIÓN EN VOLTIOS/HERTZ 24A

1. Calibraciones:

24A

(1302) **PICKUP** = 1,5

(1303) **TL6** = 1

- Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-8: CONEXIONES DE PRUEBA FUNCIONAL ESTÁNDAR en la página 4-26.
- Configurar el relé en el modo de prueba para la función 24A; **24A ON** aparecerá en la MMI.
- Fijar todas las corrientes de entrada en 0 A. Fijar las entradas de tensión según la tabla que aparece a continuación:

Tabla 4-7: ENTRADAS DE TENSIÓN PARA LA PRUEBA T16

PRUEBA	FASE A		FASE B		FASE C		FREC.
	MAG.	FASE	MAG.	FASE	MAG.	FASE	
A	69V	0°	69V	-120°	69V	-240°	60 Hz
B	114V	0°	69V	-120°	69V	-240°	60 Hz
C	69V	0°	114V	-120°	69V	-240°	60 Hz
D	69V	0°	69V	-120°	114V	-240°	60 Hz
E	69V	0°	69V	-120°	69V	-240°	39 Hz

- Deberían obtenerse los siguientes resultados:

RESULTADOS DE LA PRUEBA:

Prueba A: La captación de prueba y el disparo de prueba no operan.

Pruebas B, C, y D: La captación de prueba opera de inmediato y el disparo de prueba opera en 1,00 a 1,05 segundos.

Prueba E: La captación de prueba opera de inmediato y el disparo de prueba opera en 1,20 a 1,40 segundos.

4.7.14 T17: DISPARO POR SOBREENCITACIÓN EN VOLTIOS/HERTZ 24T

1. Calibraciones:

24T

- (1404) INVCURV=1
- (1405) INVPU = 1,5
- (1406) TIME FAC = 99,99
- (1407) INSTPU = 1,5
- (1408) TL7 = 1
- (1409) RESET =1

2. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-8: CONEXIONES DE PRUEBA FUNCIONAL ESTÁNDAR en la página 4-26.
3. Configurar el relé en el modo de prueba para la función 24T; **24T ON** aparecerá en la MMI.
4. Fijar todas las entradas de corriente en 0. Utilizando una fuente de 60 Hz, fijar las entradas de tensión según la siguiente tabla:

Tabla 4-8: ENTRADAS DE TENSIÓN PARA LA PRUEBA T17

PRUEBA	FASE A		FASE B		FASE C	
	MAG.	FASE	MAG.	FASE	MAG.	FASE
A	114V	0°	69V	-120°	69V	-240°
B	69V	0°	114V	-120°	69V	-240°
C	69V	0°	69V	-120°	114V	-240°

5. Verificar que para todas las pruebas en la tabla anterior, la captación de prueba opere de inmediato y el disparo de prueba opere en 1.0 a 1.05 segundos.
6. Cambiar las siguientes calibraciones:

24T

- (1406) TIME FAC = 1
- (1408) TL7 = 9,9

7. Repetir el paso 4. Verificar que para todas las pruebas en la tabla anterior, salvo el disparo de prueba, debe operar ahora en 5,0 a 5,5 segundos.



Si se repite esta prueba, el tiempo de operación del contacto de disparo cambiará según la frecuencia con la que se repita la prueba. El tiempo de disparo puede calcularse según la siguiente ecuación:

NOTA

$$\text{Nuevo tiempo de disparo} = \frac{T}{\text{RESET}} \times \text{Tiempo original de disparo}$$

en donde T= al tiempo entre las pruebas sucesivas. Tiempo original de disparo = los 5,0 a 5,5 segundos que originalmente tomaba disparar el relé, y RESET = Calibración 1409. Si el tiempo entre los disparos sucesivos es mayor al tiempo de RESET (reinicialización), el relé se disparará en el tiempo de disparo original.

4.7.15 T18: SOBRETENSIÓN DE SECUENCIA POSITIVA 59

1. Hacer los siguientes cambios en las Calibraciones :

59

(1503) **CAPTACIÓN** = 120

(1504) **TIME FAC** = 1

(1505) **CURVA #** =1 (no disponible en modelos DGP***AAA)

(1506) **INST PU** = 240 (no disponible en modelos DGP****CA)

2. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-8: CONEXIONES DE PRUEBA FUNCIONAL ESTÁNDAR en la página 4-26.
3. Configurar el relé en el modo de prueba para la función 59; **59 ON** aparecerá en la MMI.
4. Fijar todas las entradas de corriente en 0 A. Utilizando una fuente de 60 Hz fijar las entradas de tensión según la siguiente tabla.

Tabla 4-9: ENTRADAS DE CORRIENTE PARA LA PRUEBA T18

PRUEBA	FASE A		FASE B		FASE C	
	MAG.	FASE	MAG.	FASE	MAG.	FASE
A	65V	0°	65V	-120°	65V	-240°
B	100V	0°	100V	-120°	100V	-240°
C	200V	0°	200V	-120°	200V	-240°

5. Deberían obtenerse los siguientes resultados: :

RESULTADOS DE LA PRUEBA

Prueba A: La captación de prueba y el disparo de prueba no operan.

Prueba B: La captación de prueba opera de inmediato y el disparo de prueba opera en 2.18 a 2.32 segundos.

Prueba C: La captación de prueba opera de inmediato y el disparo de prueba opera en 540 a 570 ms (ver nota a continuación).



Para los modelos DGP****CA, el tiempo de disparo debe ser de aproximadamente 30 ms ya que la unidad instantánea debe operar antes de la curva inversa.

NOTA

4.7.16 T19: BAJA FRECUENCIA UNIDAD#1 81-1U

1. Hacer los siguientes cambios en las Calibraciones :
81
(1601) **CUTOFF** = 90%
81-1U
(1703) **SETPNT** = 60
(1704) **TL8** = 2
2. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-8: CONEXIONES DE PRUEBA FUNCIONAL ESTÁNDAR en la página 4-26.
3. Configurar el relé en el modo de prueba para la función 81-1U; **81-1U ON** aparecerá en la MMI.
4. Fijar todas las entradas de corriente en 0 A. Utilizando una fuente de 61 Hz, fijar las entradas de tensión en:
VA= 70 V rms < 0°
VB= 70 V rms < -120°
VC= 70 V rms < -240°
5. Verificar que la captación de prueba y el disparo de prueba no operen.
6. Cambiar la frecuencia de las entradas de tensión a 59 Hz.
7. Verificar que la captación de prueba opere de inmediato y el disparo de prueba opere en 2,0 a 2,1 segundos.

4.7.17 T20: BAJA FRECUENCIA UNIDAD #2 81-2U

1. Hacer los siguientes cambios en las Calibraciones :
81-2U
(1803) **SETPNT** = 60
(1804) **TL9** = 2
2. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-8: CONEXIONES DE PRUEBA FUNCIONAL ESTÁNDAR en la página 4-26.
3. Configurar el relé en el modo de prueba para la función 81-2U; **81-2U ON** aparecerá en la MMI.
4. Fijar todas las entradas de corriente en 0 A. Utilizando una fuente de 61 Hz, fijar las entradas de tensión en:
VA= 70 V rms < 0°
VB= 70 V rms < -120°
VC= 70 V rms < -240°
5. Verificar que la captación de prueba y el disparo de prueba no operen.
6. Cambiar la frecuencia de las entradas de tensión a 59 Hz.
7. Verificar que la captación de prueba opere de inmediato y el disparo de prueba opere en 2,0 a 2,1 segundos.

4.7.18 T21: BAJA FRECUENCIA UNIDAD #3 81 -3D



No realizar esta prueba si su modelo de DGP no incluye esta función. Esta función no está disponible en los relés modelo DGP***ABA.

NOTA

1. Hacer los siguientes cambios en las Calibraciones :

81-3U

(1903)SETPNT = 60
(1904)TL10 = 2

2. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-8: CONEXIONES DE PRUEBA FUNCIONAL ESTÁNDAR en la página 4-26.
3. Configurar el relé en el modo de prueba para la función 81 -3D; **81-3U ON** aparecerá en la MMI.
4. Fijar todas las entradas de corriente en 0 A. Utilizando una fuente de 61 Hz, fijar las entradas de tensión en:

VA= 70 V rms < 0°
VB= 70 V rms < -120°
VC= 70 V rms < -240°
5. Verificar que la captación de prueba y el disparo de prueba no operen.
6. Cambiar la frecuencia de las entradas de tensión a 59 Hz.
7. Verificar que la captación de prueba opere de inmediato y el disparo de prueba opere en 2,0 a 2,1 segundos.

4.7.19 T22: BAJA FRECUENCIA UNIDAD #4 81-4U



No realizar esta prueba si su modelo de DGP no incluye esta función. Esta función no está disponible en los relés modelo DGP***ABA.

NOTA

1. Hacer los siguientes cambios en las Calibraciones :

81-4U

(2003) SET PNT = 60
(2004) TL11 =2

2. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-8: CONEXIONES DE PRUEBA FUNCIONAL ESTÁNDAR en la página 4-26.
3. Configurar el relé en el modo de prueba para la función 81-4U; **81-4U ON** aparecerá en la MMI.
4. Fijar todas las entradas de corriente en 0 A. Utilizando una fuente de 61 Hz, fijar las entradas de tensión en:

VA= 70 V rms < 0°
VB= 70 V rms < -120°
VC= 70 V rms < -240°
5. Verificar que la captación de prueba y el disparo de prueba no operen.
6. Cambiar la frecuencia de las entradas de tensión a 59 Hz.
7. Verificar que la captación de prueba opere de inmediato y el disparo de prueba opere en 2,0 a 2,1 segundos.

4.7.20 T23: SOBREFRECUENCIA UNIDAD#1 81-10

1. Hacer los siguientes cambios en las Calibraciones :

81-10

(2103) **SETPNT** = 60

(2104) **TL15** = 2

2. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-8: CONEXIONES DE PRUEBA FUNCIONAL ESTÁNDAR en la página 4-26.
3. Configurar el relé en el modo de prueba para la función 81-10 ; **81-10 ON** aparecerá en la MMI.
4. Fijar todas las entradas de corriente en 0 A. Utilizando una fuente de 59 Hz fijar las entradas de tensión en :
VA= 70 V rms < 0°
VB= 70 V rms < -120°
VC= 70 V rms < -240°
5. Verificar que la captación de prueba y el disparo de prueba no operen.
6. Cambiar la frecuencia de las entradas de tensión a 61 Hz.
7. Verificar que la captación de prueba opere de inmediato y que el disparo de prueba opere en 2,0 a 2,1 segundos.

4.7.21 T24: SOBREFRECUENCIA UNIDAD #2 81-20

1. Hacer los siguientes cambios en las Calibraciones :

81-20

(2203) **SET PNT** = 60

(2204) **TL16** = 2

2. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-8: CONEXIONES DE PRUEBA FUNCIONAL ESTÁNDAR en la página 4-26.
3. Configurar el relé en el modo de prueba para la función 81-20; **81-20 ON** aparecerá en la MMI.
4. Fijar todas las entradas de corriente en 0 A. Utilizando una fuente de 59 Hz fijar las entradas de tensión en :
VA= 70 V rms < 0°
VB= 70 V rms < -120°
VC= 70 V rms < -240°
5. Verificar que la captación de prueba y el disparo de prueba no operen.
6. Cambiar la frecuencia de las entradas de tensión a 61 Hz.
7. Verificar que la captación de prueba opere de inmediato y que el disparo de prueba opere en 2.0 a 2.1 segundos.

4.7.22 T25: SOBREFRECUENCIA UNIDAD #3 81-30



No realizar esta prueba si su modelo de DGP no incluye esta función. Esta función no está disponible en los relés modelo DGP***ABA y DGP***CA. .

NOTA

1. Hacer los siguientes cambios en las Calibraciones :

81-30

(2303) **SET PNT** = 60

(2304)**TL17** = 2

2. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-8: CONEXIONES DE PRUEBA FUNCIONAL ESTÁNDAR en la página 4-26.
3. Configurar el relé en el modo de prueba para la función 81-30; **81-30 ON** aparecerá en la MMI.
4. Fijar todas las entradas de corriente en 0 A. Utilizando una fuente de 59 Hz fijar las entradas de tensión en :
 $VA = 70 \text{ V rms} < 0^\circ$
 $VB = 70 \text{ V rms} < -120^\circ$
 $VC = 70 \text{ V rms} < -240^\circ$
5. Verificar que la captación de prueba y el disparo de prueba no operen.
6. Cambiar la frecuencia de las entradas de tensión a 61 Hz.
7. Verificar que la captación de prueba opere de inmediato y que la prueba de disparo opere en 2,0 a 2,1 segundos.

4.7.23 T26: SOBREFRECUENCIA UNIDAD #4 81-40



No realizar esta prueba si su modelo de DGP no incluye esta función. Esta función no está disponible en los relés modelo DGP***ABA y DGP***CA. .

NOTA

1. Hacer los siguientes cambios en las Calibraciones :

81-40

(2403) **SET PNT** = 60

(2404)**TL18** = 2

2. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-8: CONEXIONES DE PRUEBA FUNCIONAL ESTÁNDAR en la página 4-26.
3. Configurar el relé en el modo de prueba para la función 81-40 ; **81-40 ON** se mostrará en la MMI.
4. Fijar todas las entradas de corriente en 0 A. Utilizando una fuente de 59 Hz fijar las entradas de tensión en :
 $VA = 70 \text{ V rms} < 0^\circ$
 $VB = 70 \text{ V rms} < -120^\circ$
 $VC = 70 \text{ V rms} < -240^\circ$
5. Verificar que la captación de prueba y el disparo de prueba no operen.
6. Cambiar la frecuencia de las entradas de tensión a 61 Hz.
7. Verificar que la captación de prueba opere de inmediato y el disparo de prueba opere en 2,0 a 2,1 segundos.

4.7.24 T27: FALLA DE FUSIBLE TRANSFORMADOR DE TENSIÓN VTFF

1. Hacer los siguientes cambios en las Calibraciones:

DIG INP

(2501) SELBKDI1 = NO BLK

(0) **VTFF**

(2601) VTFF = DISABLE (0) – fijar sólo para modo de prueba

2. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-8: CONEXIONES DE PRUEBA FUNCIONAL ESTÁNDAR en la página 4-26.
3. Configurar el relé en el modo de prueba para la función VTFF ; **VTFF ON** aparecerá en la MMI.
4. Fijar las entradas de tensión en:
VA= 70 V rms < 0°
VB= 70 V rms < -120°
VC= 70 V rms < -240°
5. Fijar las corrientes de entrada en:
IAS = 0,5 A RMS <90° ,
IBS = 0,5 A RMS < -30° ,
ICS = 0,5 A RMS < -150° .
6. Verificar que no operen ni la captación del relé ni el disparo de prueba. .
7. Disminuir la tensión en las tres fases a 49 V rms. Verificar que la captación de prueba y el disparo de prueba operen en 12,4 a 13,0 segundos.

4.7.25 T28: SOBRECORRIENTE PUESTA A TIERRA TOC 51GN



No realizar esta prueba si su modelo de DGP no incluye esta función. Esta función no está disponible en los relés modelo DGP***AAA.

NOTA

1. Hacer los siguientes cambios en las Calibraciones :

51GN

(2803) **CAPTACIÓN** = 0,5 (0.1)

(2804) **TIME FAC** = 1.0

2. Conectar según se muestra en la Figura 4-6: CONEXIONES DE PRUEBA DEL DIFERENCIAL DEL GENERADOR en la página 4-19.
3. Configurar el relé en el modo de prueba para la función 51GN ; **51GN ON** aparecerá en la MMI.
4. Fijar la entrada de corriente en: IAR = 0.45 (0.09) A rms. Fijar las entradas de tensión en:
VA= 70 V rms < 0°
VB= 70 V rms < -120°
VC= 70 V rms < -240°
5. Verificar que no operen ni la captación del relé ni el disparo de prueba.
6. Aumentar la entrada de corriente en: IAR = 1.5 (0,3) A rms. Verificar que la captación de prueba opere de inmediato, y que el disparo de prueba opere en 1,30 a 1,45 segundos.
7. Repetir el pasos 4 y 5, pero utilizar 20 (4,0) A rms en el paso 4, y verificar que la captación de prueba opere de inmediato y que el disparo de prueba opere en 184 a 204 ms.

4.7.26 T29: BAJA TENSIÓN 27



No realizar esta prueba si su modelo de DGP no incluye esta función. Esta función no está disponible en los relés modelo DGP***AAA.

NOTA

1. Hacer los siguientes cambios en las Calibraciones :

27

(2903) **CAPTACIÓN** = 100

(2904) **TIME FAC** = 1.0

(2905) **CURVA #** = 1

2. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-8: CONEXIONES DE PRUEBA FUNCIONAL ESTÁNDAR en la página 4-26.
3. Configurar el relé en el modo de prueba para la función 27; **27 ON** aparecerá en la MMI.
4. Fijar las entradas de tensión en: VA = 70 V rms <0°, VB = 70 V rms<-120°, y VC = 70 V rms<-240°. Verificar que no operen ni la captación de prueba ni el disparo de prueba.
5. Disminuir las entradas de tensión a: VA = 30 V rms <0°, VB = 30 V rms<-120°, y VC = 30 V rms<-240°. Verificar que la captación de prueba opere de inmediato y que el disparo de prueba opere en 1,03 a 1,15 segundos.

4.7.27 T30: BAJA TENSIÓN NEUTRA TERCER ARMÓNICO 27TN



No realizar esta prueba si su modelo de DGP no incluye esta función. Esta función no está disponible en los relés modelo DGP***AAA y DGP***ABA.

NOTA

1. Calibraciones:

27TN

(3003) **CAPTACIÓN** = 0.9

(3004) **TL20** = 2.0

(3005) **FORPWR-L** = 10

(3006) **FORPWR-H** = 20

2. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-10: PRUEBA DE PUESTA A TIERRA DEL ESTATOR PARA LA FUNCIÓN 27TN en la página 4-39.
3. Configurar el relé en el modo de prueba para la función 27TN; **27TN ON** aparecerá en la MMI.
4. Fijar las entradas de tensión y corriente (rms) en:

VA	=	80
V<0°,60Hz	VN	=
1 V<0°,	180 Hz	
IAS	=	0.1
A<0°,60Hz		
5. Verificar que no operen ni la captación del relé ni el disparo de prueba.
6. Reducir VN a 0 V .Verificar que la captación de prueba opere de inmediato y el disparo de prueba opere en 2,0 a 2,1 segundos.
7. Cambiar IAS a 0.2 A <0°, 60Hz. Verificar que la captación de prueba y el disparo de prueba no operen.
8. Cambiar IAS a 0.3 A <0°, 60Hz. Verificar que la captación de prueba opere de inmediato y que el disparo de prueba opere en 2,0 a 2,1 segundos.

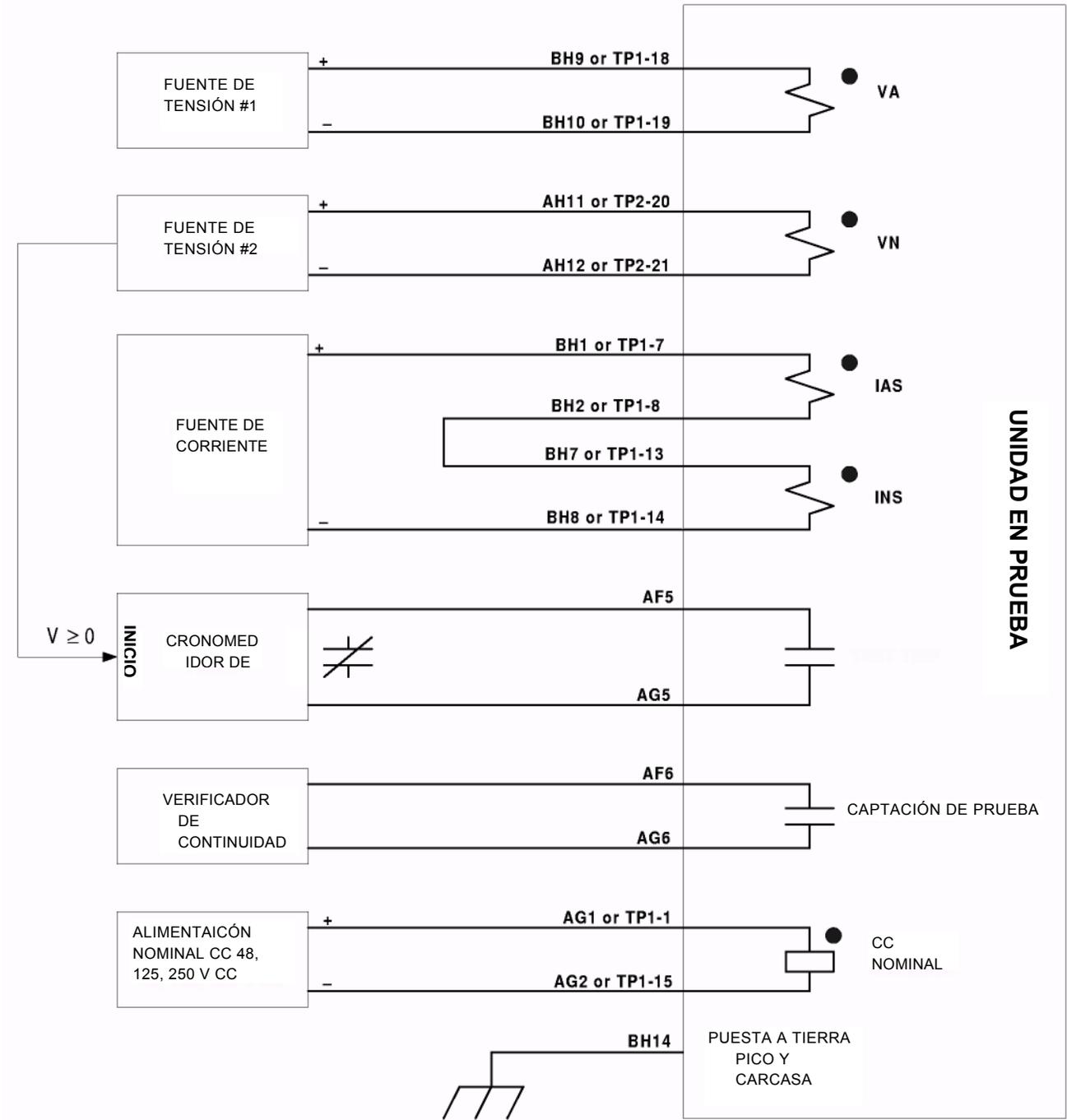


Figura 4-10: PRUEBA DE PUESTA A TIERRA DEL ESTATOR PARA LA FUNCIÓN 27TN

4.8.1 DESCRIPCIÓN

Asegurarse que el relé ya no esté en el modo de prueba, seleccionando **END TEST MODE**.

Imprimir o recorrer todas las calibraciones. Compararlas con las Calibraciones iniciales del relé y cambiar los valores iniciales.

Si las calibraciones iniciales se guardaron en un archivo en un disco antes de la prueba utilizando el GE-Link, ¡descargar el archivo al relé!

5.1.1 DESCRIPCIÓN



Desconectar el relé antes de retirar o insertar módulos desconectando los enchufes de prueba. El no hacerlo puede dañar permanentemente el relé.

PRECAUCIÓN

Las fórmulas que se presentan a continuación permitirán calcular las corrientes y tensiones de captación para probar el sistema DGP™ con calibraciones específicas de una situación en particular. Los circuitos de prueba y los procedimientos son los mismos utilizados e ilustrados en el Capítulo 4: PRUEBAS DE ACEPTACIÓN.

El grado de las pruebas a realizar queda a criterio del usuario. Las pruebas que se muestran son guías para la realización de la prueba; no se requieren estrictamente en cada prueba periódica del relé. Pueden incorporarse los procedimientos de prueba deseados en los procedimientos de prueba estándar del usuario.

Sin embargo, se sugiere incorporar a los procedimientos de prueba del usuario las verificaciones automáticas incluidas en el relé. Darán el estado operativo de la unidad.

Se parte de la base que el usuario está familiarizado con las pruebas del sistema DGP. En caso contrario, ver el Capítulo 4: PRUEBAS DE ACEPTACIÓN para obtener detalles.

5.1.2 PRUEBAS GENERALES

- T1: Pruebas de Estado del MMI y de la pantalla (Auto pruebas)
- T2: Pruebas de salida digital
- T3: Pruebas de entrada digital
- T4: Prueba de entrada de CA al sistema

5.1.3 PRUEBAS DE FUNCIONES DE PROTECCIÓN

- T5: Diferencial del generador, 87G
- T6: Alarma por desequilibrio de corriente, 46A
- T7: Disparo por desequilibrio de corriente, 46T
- T8: Pérdida de excitación, 40-1
- T9: Fuerza inversa con energización accidental y supervisión de disparo secuencial, 32-1
- T10: Sobrecorriente de tiempo con restricción de tensión, 51V
- T11: Puesta a tierra estator Zona I, 64G1
- T12: Puesta a tierra estator Zona 2, 64G2 *
- T13: Sobreexcitación (Voltios/Hz) Alarma, 24A
- T14: Sobreexcitación (Voltios/Hz) Disparo, 24T
- T15: Sobretensión, 59
- T16: Baja frecuencia, 81-1U
- T17: Sobre frecuencia, 81-1O
- T18: Falla fusible transformador de tensión, VTFF
- T19: Sobre corriente puesta a tierra TOC, 51GN*
- T20: Baja tensión, 27 *

*Funciones disponibles sólo en algunos modelos.

5.1.4 INSTRUCCIONES GENERALES

1. Ver Capítulo 4: PRUEBAS DE ACEPTACIÓN para obtener información general sobre la preparación del DGP para las pruebas.
2. Antes de comenzar la prueba, deben imprimirse las calibraciones del relé para referencia y verificación. Si no hay impresora disponible, recorrer cada una de las calibraciones y asegurarse de que coincidan con las calibraciones requeridas por el relé.

5.2.1 T1: ESTADO DEL RELÉ Y DE LA MMI

El estado del relé se informa a través de la MMI, el contacto de alarma no crítica y el contacto de alarma crítica. En caso de que un error de sistema causara el cese de las funciones del relé, el LED de la MMI se torna rojo y aparece un mensaje **FAIL** (falló), y se desenergiza el relé de la alarma crítica. Una falla que no interrumpiera el relé se indicaría energizando el relé de la alarma no crítica y con el mensaje **WARN** (advertencia).

Si se detecta un error de STATUS (ESTADO), ver la Sección 6.3.5: SERVICIO DE FALLAS DE ESTADO DEL SISTEMA en la página 6-6 para obtener más información.

a) VERIFICACIÓN DE ESTADO

1. Aplicar la potencia de CC nominal y esperar a que se complete la inicialización, indicada por el LED verde.
2. Presionar la tecla [INF]. Luego recorrer con la tecla de la flecha hasta que aparezca el encabezado **INF: STATUS**.
3. Presionar la tecla [ENT].

La pantalla debe decir **STATUS OK**.

b) PRUEBA DE LA PANTALLA

La prueba de la MMI está incluida en el software. Permite al usuario probar el teclado, la impresora y la pantalla. Si no hay impresora conectada al relé, pasar por alto la prueba del puerto de la impresora.

1. Aplicar la potencia de CC nominal y esperar que finalice la inicialización según indica el LED verde.
2. Presionar la tecla [ACT]. Recorrer con las teclas de flecha hasta que aparezca el encabezado **ACT: MMI TEST**
3. Presionar la tecla [ENT].

La pantalla deberá decir **NEXT?**.

4. Presionar [1/Y] seguido de la tecla [ENT].

La pantalla cambiaría a **LED TST?**.

5. Presionar [1/Y] seguido de la tecla [ENT].

Si está encendido el LED verde, se apagará y se encenderá el rojo. Si el LED rojo está encendido, se apagará y se encenderá el verde. Los LEDs indicadores parpadearán cuatro veces y luego se encenderá cada uno individualmente. Una vez finalizada la prueba, los LEDs indicadores retornarán a su estado original.

6. Luego, la pantalla solicitará la prueba del teclado con **KEYBRD TST?**.
7. Presionar [1/Y] seguido de la tecla [ENT].
8. En este punto la MMI está en la prueba de teclado. Presionar cada una de las teclas salvo la tecla [CLR]. A medida que se presiona cada tecla, verificar que la pantalla indique que se presionó la tecla correcta.
9. Una vez verificadas todas las teclas, presionar la tecla [CLR].
10. La pantalla mostrará **PRINTER TST?**. Si no se cuenta con impresora, presionar [3/N] seguido de la tecla [ENT]. Si hay impresora, presionar [1/Y] seguido de la tecla [ENT].

La impresión será de 40 caracteres, que incluyen el alfabeto, los números de 0 a 9 , así como los caracteres ":", "=", "/", y ".". Se imprimirán cuarenta líneas.

5.2.2 T2: PRUEBAS DE SALIDA DIGITAL

Esta prueba verifica todas las salidas de relés. Es una manera conveniente de determinar las conexiones adecuadas del sistema y de verificar la operación de todos los contactos del relé sin tener que aplicar corrientes y tensiones para simular fallas.



Si se utiliza el GE- Link para realizar esta prueba, ninguna de las salidas operará a menos que se retire el Punte J1 del módulo de la MMI. Ver la Figura 3-4: MÓDULO MMI DEL DGP en la página 3-5.

NOTA

1. Conectar el relé según muestra la Figura 4-3: CONEXIONES DE PRUEBA DE SALIDA DIGITAL.
2. Ingresar la contraseña de Nivel de Control.
3. Presionar la tecla [ACT] y luego seleccionar **DIG OUT TEST**. Presionar la tecla [ENT].
4. Seleccionar la salida que se desea probar utilizando las flechas para desplazarse hasta la salida deseada, por ejemplo 94G, y presionar la tecla [ENT].

Antes de permitir que se cierre el contacto se solicitará apagar la protección durante la prueba. La pregunta es: **DISABLE PROT?**. Presionar la tecla [1/Y] seguida de la tecla [ENT] para apagar la protección. La protección se apagará hasta que finalice el modo de prueba.

Verificar que la salida que se está probando haya cerrado utilizando un medidor de ohmios u otro dispositivo adecuado.

5. Después probar la salida, moverse hasta la próxima salida a probar y presionar la tecla [ENT]. Esta salida se cerrará y la salida seleccionada previamente se abrirá. Continuar de este modo hasta que se hayan probado todas las salidas.
6. Finalizar el modo de prueba moviéndose hasta la opción **END TEST MODE** y presionar la tecla [ENT]. Alternativamente, puede ingresarse la secuencia de teclas [END] [ENT] para finalizar la prueba y habilitar nuevamente la protección.

5.2.3 T3: PRUEBA DE ENTRADA DIGITAL

Esta prueba verifica todas las entradas digitales del relé. Es una manera conveniente de determinar las conexiones adecuadas del sistema y de verificar la operación de todas las entradas digitales aisladas ópticamente. Todas las entradas digitales deben estar entre 35 y 300 V CC.

La protección puede activarse o desactivarse, a criterio del usuario.

1. Conectar el relé como se muestra en la Figura 4-4: CONEXIONES DE PRUEBA DE ENTRADA DIGITAL.
2. Aplicar CC a través de DI1 (BG8—BG7). Utilizando la MMI y el comando INFORMATION-VALUES, verificar que **GEN = OFF-LINE (fuera de línea)**.
3. Retirar CC de DI1 (BG8—BG7). Utilizando la MMI y el comando INFORMATION-VALUES, verificar que **GEN = ON-LINE (en línea)**.
4. Aplicar CC a través de DI2 (BG6—BG5). Utilizando la MMI y el comando INFORMATION-VALUES, verificar que **INLET VLV=CLOSED (cerrado)**.
5. Retirar CC de DI2 (BG6—BG5). Utilizando la MMI y el comando INFORMATION-VALUES, verificar que **INLET VLV=OPEN (abierto)**.
6. Aplicar CC a través de DI3 (BG4—BG3). Utilizando la MMI y el comando INFORMATION-VALUES, verificar que **DIG IN 3 = CLOSE**.
7. Retirar CC de DI3 (BG4—BG3). Utilizando la MMI y el comando INFORMATION-VALUES, verificar que **DIG IN 3 = OPEN**.
8. Aplicar CC a través de DI4 (BG2—BG1). Utilizando la MMI y el comando INFORMATION-VALUES, verificar que **DIG IN 4 = CLOSE**.
9. Retirar CC de DI4 (BG2—BG1). Utilizando la MMI y el comando INFORMATION-VALUES, verificar que **DIG IN 4 = OPEN**.
10. Aplicar CC a través de DI5 (BE4—BE3). Utilizando la MMI y el comando INFORMATION-VALUES, verificar que **OSC TRIG = CLOSE**.
NOTA: Esta entrada no está activa en algunos modelos de DGP.
11. Retirar CC de DI5 (BE4—BE3). Utilizando la MMI y el comando INFORMATION-VALUES, verificar que **OSC TRIG = OPEN**.
NOTA: Esta entrada no está activa en algunos modelos de DGP.
12. Aplicar CC a través de DI6 (BE2—BE1). Utilizando la MMI y el comando INFORMATION-VALUES, verificar que **DIG IN 6 = CLOSE**.
13. Retirar CC de DI6 (BE2—BE1). Utilizando la MMI y el comando INFORMATION-VALUES, verificar que **DIG IN 6 = OPEN**.

5.2.4 T4: PRUEBA DE ENTRADA AL SISTEMA DE CA

Esta prueba inicial utiliza el comando INFORMATION VALUES para determinar que las tensiones y las corrientes se apliquen a las conexiones correctas en el terminal. El comando INFORMATION-VALUES puede utilizarse en cualquier momento durante la prueba para verificar que el relé tiene aplicadas las tensiones y las corrientes correctas.

1. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-5: CONEXIONES DE PRUEBA DE ENTRADA AL SISTEMA DE CA en la página 4-16.
2. Utilizando una fuente de 60 Hz, fijar las entradas de corriente en:
 $IA = 0,5 (0,1) \text{ A rms} < 0^\circ$
 $IB = 2,0 (0,4) \text{ A rms} < -120^\circ$
 $IC = 15,0 (3,0) \text{ A rms} < -240^\circ$
3. Fijar las entradas de tensión (rms) en:
 $VA = 20 \text{ V} < 0^\circ$
 $VB = 70 \text{ V} < -120^\circ$
 $VC = 120 \text{ V} < -240^\circ$
4. Presionar la tecla [INF]. Desplazarse con la flecha hasta el encabezado **INF: VALUES**, luego presionar la tecla [ENT]. Ahora están seleccionados los valores actuales.

5. Con las flechas recorrer los valores de:

IAS, ANGLE IAS

IBS, ANGLE IBS

ICS, ANGLE ICS

IAR, ANGLE IAR

IBR, ANGLE IBR

ICR, ANGLE ICR

VAN, ANGLE VAN

VBN, ANGLE VBN

VCN, ANGLE VCN

GEN FREQ

6. Verificar que todas las mediciones de frecuencia estén dentro de 0,01 Hz y que las mediciones actuales de corriente y tensión estén dentro del 3% de la amplitud fijada y 1° de la fase fijada.



Entre los valores de **ANGLE VCN** y **GEN FREQ** se indican otras cantidades que se probarán en otra sección.

NOTA

7. Si hay una PC conectada al DGP, los valores actuales pueden leerse con el software DGP-Link. Como otra posibilidad, cada vez que la pantalla de la MMI esté en blanco, presionando la tecla [CLR] se recorrerán automáticamente todos los valores actuales.
8. Repetir los pasos 2 a 6 utilizando las siguientes frecuencias de fuente: 30,5 y 79,5 Hz.

5.3.1 DESCRIPCIÓN



Los contactos de prueba traquetearán cuando la unidad que se esté probando esté cerca de su umbral de operación. **NO DEJAR QUE CONTINÚE. ELIMINAR LA CORRIENTE DE PRUEBA.** Un simple cierre del contacto es suficiente para determinar que la unidad se ha conectado o se ha disparado.

Antes de cada prueba aparece un espacio para registrar la calibración específica del usuario para la función que se está probando.

En los casos en que corresponda, se definen los niveles de corriente con dos números como xx (yy); xx representa el valor a utilizar para los relés a 5 A y yy representa el valor a utilizar para los relés a 1 A.

5.3.2 T5: PRUEBA DIFERENCIAL DEL GENERADOR 87G

1. Registrar las siguientes Calibraciones:

87G

(203) **K1** = _____ %

(204) **PICKUP** (Corriente diferencial) = _____ A rms

2. La protección diferencial se calcula con la siguiente ecuación:

$$|I_{AR} - I_{AS}|^2 > \frac{K1}{100} \cdot I_{AR} \cdot I_{AS} \quad (\text{ecuación 5-1})$$

I_{AR} y I_{AS} son la corriente de retorno y fuente de la fase A. La unidad debe conectarse cuando la ecuación 5-1 es verdadera y el diferencial es superior a la calibración de captación.

3. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-6: CONEXIONES DE PRUEBA DEL DIFERENCIAL DEL GENERADOR en la página 4-19.
4. Configurar el relé en modo de prueba para la función 87G; **87G ON** aparecerá en la MMI.
5. Fijar las corrientes en fase de I_{AR} y I_{AS} de modo que la ecuación 5-1 sea verdadera. Esto debería operar los relés de captación de prueba y de disparo de prueba. Fijar las corrientes de I_{AR} y I_{AS} para que la ecuación 5-1 sea falsa. Los relés de captación de prueba y de disparo de prueba no deberían operar.

5.3.3 T6: ALARMA POR DESEQUILIBRIO DE CORRIENTE 46A

1. Registrar las siguientes calibraciones:

46A

(302) **PICKUP** (I_2) = _____ A rms

(303) **TL14** (retardo) = _____ seg.

2. La alarma por desequilibrio de corriente se calcula con la siguiente ecuación:

$$I_2 > \text{PICKUP} \quad (\text{ecuación 5-2})$$

I_2 es igual a la corriente de secuencia negativa. La unidad debe conectarse cuando $I_2 > \text{PICKUP}$. La unidad debe dispararse con retardo según se determina en **TL14** después de la captación.

3. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-7: CONEXIONES DE PRUEBA DE DESEQUILIBRIO DE CORRIENTE en la página 4-21.
4. Configurar el relé en modo de prueba para la función 46 A, **46A ON** aparecerá en la MMI.
5. Fijar la corriente de secuencia negativa en **PICKUP** + 0,1 (0,02) = _____ A rms y aplicar al relé. El relé de captación debe operar y **TL14** segundos más tarde debe operar el disparo. Disminuir la corriente de secuencia negativa a **PICKUP** - 0,1 (0,02) = _____ A rms y los relés de captación de prueba y de disparo de prueba no deben operar.

5.3.4 T7: DISPARO POR DESEQUILIBRIO DE CORRIENTE 46T

1. Registrar las siguientes Calibraciones:

46T

(403) **PICKUP** (I_2) = ____ A rms

(404) **K2** (Factor tiempo) = ____ seg

2. El disparo por desequilibrio de corriente se calcula con la siguiente ecuación:

$$\text{Tiempo de disparo} = \frac{K2}{(I_2 / \text{nominal})^2} \quad (\text{ecuación 5-3})$$

I_2 es igual a la corriente de secuencia negativa, K2 es igual al factor tiempo, y I_{nominal} es igual a la corriente nominal (Calibración 115: **RATEDCUR**). La unidad debe conectarse cuando $I_2 > \text{PICKUP}$. Si la unidad ha estado conectada durante un tiempo igual al Tiempo de disparo, operará el relé de disparo de prueba.

3. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-7: CONEXIONES DE PRUEBA DE DESEQUILIBRIO DE CORRIENTE en la página 4-21.
4. Configurar el relé en el modo de prueba para la función 46T; **46T ON** aparecerá en la MMI.
5. Fijar la corriente de secuencia negativa en **PICKUP** + 0,1 (0,02) = ____ A rms y aplicar al relé. El relé de captación de prueba y el relé de disparo de prueba deben operar después de agotado el tiempo de disparo.
6. Disminuir la corriente de secuencia negativa a **PICKUP** – 0,1 (0,02) = ____ A rms y la captación de prueba y los relés de disparo de prueba no deben operar.

**NOTA**

Si se repite esta prueba, el tiempo de operación del contacto de disparo cambiará según la frecuencia con la que se repita la prueba. El tiempo de disparo puede calcularse con la siguiente ecuación:

$$\text{Nuevo tiempo de disparo} = \frac{T}{230} \times \text{Tiempo original de disparo}$$

En donde T= es el tiempo entre las pruebas sucesivas y el Tiempo original de disparo = el tiempo de disparo del relé cuando se ejecutó por primera vez la prueba. Si el tiempo entre los disparos sucesivos es superior a 230 segundos, el relé se disparará en el tiempo de disparo original.

5.3.5 T8: PÉRDIDA DE EXCITACIÓN 40-1

1. Realizar/registrar las siguientes calibraciones:

40

(501) SELV2SUP = DISABLE (0)

40-1

(603) **CENTER** (Centro de la zona 1) = ____ ohmios

(604) **RADIUS** (Radio de la zona 1) = ____ ohmios

(605) **TL12** (Retardo) = _____ seg.

2. La pérdida de excitación se calcula con la siguiente ecuación:

$$Z = \frac{V_a - V_b}{I_a - I_b} \quad (\text{ecuación 5-4})$$

V_a y V_b son las tensiones vector-fase, I_a y I_b son las corrientes vector-fase, y Z es la impedancia correspondiente. Si el valor de Z cae dentro del círculo Mho del relé, la captación del relé operará y el disparo de prueba operará **TL12** segundos más tarde.

3. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-8: CONEXIONES DE PRUEBA FUNCIONALES ESTÁNDAR en la página 4-26.
4. Configurar el relé en el modo de prueba para la función 40-1; **40-1 ON** aparecerá en la MMI. Utilizando la MMI y el comando INFORMATION-VALUES, verificar que **EXT VTFF = OPEN**.
5. Utilizando una fuente de 60 Hz fijar las entradas de tensión (rms) en:

VA= 35 V rms < 0°

VB= 35 V rms < -120°

VC= 35 V rms < -240°
6. Fijar la corriente de fase de modo que la impedancia caiga dentro del círculo Mho y aplicar al relé. El relé de captación de prueba debe operar de inmediato y **TL12** segundos más tarde debe operar el relé de disparo de prueba.
7. Cambiar la corriente de fase de modo que la impedancia caiga fuera del círculo Mho, y aplicar al relé. La captación de prueba y los relés de disparo de prueba no deben operar.
8. Aplicar tensión de CC a través de DI6 (BE2—BE1). Utilizando la MMI y el comando INFORMATION-VALUES, verificar que **EXT VTFF = CLOSE**.
9. Volver a aplicar la corriente de fase antes mencionada que colocaba a la impedancia dentro del círculo Mho. Verificar que opere la captación de prueba y que el disparo de prueba no opere.

Ésta es una prueba periódica de fuerza inversa con energización accidental y supervisión de disparo secuencial.

1. Registrar las siguientes Calibraciones:

32-1

(803) **SQ TR EN** (Habilitar disparo sec.) = ___ (Y/N)

(804) **REV PWR** (Potencia inversa) = ___ W

(805) TL1 (Retardo) = _____ S

2. La fuerza inversa se calcula con la siguiente ecuación:

$$P + jQ = V_a \cdot I_{sa} + V_b \cdot I_{sb} + V_c \cdot I_{sc} \quad (\text{ecuación 5-5})$$

V_a , V_b , y V_c son tensiones de fase-vector, I_{sa} , I_{sb} y I_{sc} son corrientes de fase-vector, P es la potencia de salida real, y Q es la potencia de salida imaginaria. Si el valor de P es mayor al de la Calibración 804: **REV PWR**, operará la captación de prueba. Según el estado de DI1, DI2, y Habilitación del Disparo Secuencial (Calibración 803: **SQ TR EN**), el disparo de prueba operará o no operará. Ver Figura 1-3: DIAGRAMA DE LÓGICA SIMPLE - 87G, 32, 27, 59, Y AE en la página 1-12 para más detalles.

3. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-8: CONEXIONES DE PRUEBA FUNCIONALES ESTÁNDAR en la página 4-26.
4. Configurar el relé en el modo de prueba para la función 32-1; **32-1 ON** . aparecerá en la pantalla.
5. Cambiar Calibración 803: **SQ TR EN** a YES [1/Y].
6. Fijar las tensiones y las corrientes de fase en **REV PWR** + 0.1 = ___ W y aplicar al relé. El relé de captación de prueba debe operar de inmediato.
7. Aplicar CC a DI2 (BG6—BG5). Utilizando la MMI y el comando INFORMATION-VALUES, verificar que **INLET VLV = CLOSED**.
8. El relé de captación de prueba debe operar de inmediato y TL1 segundos más tarde debe operar el relé de disparo de prueba.
9. Dejando todas las señales de CA aplicadas, retirar la CC de DI2 (BG6—BG5). Utilizando la MMI y el comando INFORMATION-VALUES, verificar que **INLET VLV = OPEN**. Verificar que el contacto de disparo de prueba se haya desenganchado.
10. Cambiar Calibración 803: **SQ TR EN** a NO (3/N). Dejando todas las señales CA aplicadas, advertir que la captación de prueba opera de inmediato y que el disparo de prueba opera en 5,0 a 5,1 segundos.
11. Retornar la Calibración 803: **SQ TR EN** a su valor original.

5.3.7 T10: SOBRECORRIENTE DE TIEMPO CON RESTRICCIÓN DE TENSIÓN 51V

1. Registrar las siguientes calibraciones:

51V

(1003) **PICKUP** (Captación de sobrecorriente) = ____A

(1004) **TIME FAC** (Factor tiempo K) = ____seg.

2. La sobrecorriente de tiempo se calcula con la siguiente ecuación:

$$\text{Tiempo de disparo} = \frac{K}{\sqrt{(I \cdot V_{NOM}) / (I_{pu} \cdot V) - 1}} \quad (\text{ecuación 5-6})$$

en donde: K= factor de tiempo

I = corriente de fase

V_{NOM}= tensión nominal

I_{pu} = nivel de captación para sobrecorriente

V= tensión fase a fase

El factor de tiempo K es la Calibración 1004: TIME FAC. La corriente de fase I es la corriente aplicada a cualquier fase. La tensión nominal V_{NOM} es la Calibración 114: **NOM VOLT**, el nivel de captación para la sobrecorriente I_{pu} es la Calibración 1003: **PICKUP**, y la tensión fase a fase V es la tensión en la fase correspondiente. Si el valor de la corriente de fase es superior a la calibración 1003: **PICKUP**, la captación de prueba operará. Si la corriente de fase está por encima de la Calibración 1003: **PICKUP** durante un tiempo igual al Tiempo de disparo, operará el relé de disparo de prueba.

5

3. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-8: CONEXIONES DE PRUEBA FUNCIONALES ESTÁNDAR en la página 4-26.

4. Configurar el relé en el modo de prueba para la función 51V; **51V ON** aparecerá en la MMI.

5. Utilizando una fuente de 60 Hz fijar las entradas de tensión (rms) en: :

$$VA = 70 \text{ V rms} < 0^\circ$$

$$VB = 70 \text{ V rms} < -120^\circ$$

$$VC = 70 \text{ V rms} < -240^\circ$$

6. Fijar la entrada de corriente en **PICKUP** + 0,1 (0,02) = ____ A rms y aplicar al relé. El relé de captación de prueba debe operar de inmediato y el relé de disparo de prueba debe operar antes de que expire el Tiempo de disparo.
7. Bajar la corriente a **PICKUP** – 0,1 (0,02) = ____A rms y los relés de captación de prueba y de disparo de prueba no deben operar.
8. Aplicar tensión CC a través de DI6 (BE2—BE1). Utilizando la MMI y el comando INFORMATION-VALUES, verificar que **EXT VTFF = CLOSE**.
9. Fijar la entrada de corriente en **PICKUP** + 0,1 (0,02) = ____A rms y aplicar al relé. Verificar que la captación de prueba opere y que no opere el disparo de prueba.
10. Mientras sigue ingresando la corriente, retirar la CC de DI6 (BE2—BE1). La captación de prueba opera de inmediato y el disparo de prueba opera una vez expirado el tiempo de disparo

5.3.8 T11: PUESTA A TIERRA DEL ESTATOR ZONA 1 64G1

1. Registrar las siguientes Calibraciones:

64G1

(1103) **PICKUP** (Sobretensión neutra) = _____ V rms

(1104) **TL4** (Retardo) = _____ seg.

2. La sobretensión neutra de frecuencia fundamental se calcula con la siguiente ecuación:

$$V_n > \text{PICKUP} \quad (\text{ecuación 5-7})$$

V_n es igual a la tensión neutra. La unidad debe conectarse cuando $V_n > \text{PICKUP}$. La unidad debe dispararse TL4 segundos después de haberse conectado.

3. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-9: CONEXIONES DE PRUEBA DE PUESTA A TIERRA DEL ESTATOR en la página 4-29.
4. Configurar el relé en el modo de prueba para la función 64G1; **64G1 ON** aparecerá en la MMI.
5. Utilizando una fuente de 60 Hz, fijar las entradas de tensión (rms) en: $V_A = 70 \text{ V} < 0^\circ$ y $V_B = 70 \text{ V} < -20^\circ$. Fijar la VC (en paralelo con V_n) en **PICKUP** + 0.1 (0.02) = _____ V rms y aplicar al relé. El relé de captación de prueba debe operar y TL4 segundos más tarde debe operar el relé de disparo de prueba.
6. Disminuir la tensión VC a **PICKUP** - 0.1 (0.02) = _____ V rms y los relés de captación de prueba y de disparo de prueba no deben operar.

5.3.9 T12: PUESTA A TIERRA DEL ESTATOR ZONA 2 64G2



No realice esta prueba si su modelo de DGP no tiene esta función. Esta función no está disponible en los modelos DGP*ABA.**

NOTA

1. Registrar las siguientes Calibraciones:

64G2

(1203) **TL5** (Retardo) = _____ seg.

DIG INP

(2501) **SELBKDI1** (Esquema de bloqueo) = _____

2. El porcentaje del 3er armónico en el neutro se calcula con la siguiente ecuación:

$$\frac{V_{n3}}{(V_{p3}/3) + V_{n3}} < 0.15 \quad (\text{ecuación 5-8})$$

V_{n3} es la tensión del 3er armónico en el neutro del generador y V_{p3} es la suma de todas las tensiones de 3er armónico en todas las fases. La unidad debe conectarse cuando la ecuación 5-8 es verdadera y dispararse TL5 segundos después de la captación.

3. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-9: CONEXIONES DE PRUEBA DE PUESTA A TIERRA DEL ESTATOR en la página 4-29.
4. Configurar el relé en el modo de prueba para la función 64G2; **64G2 ON** aparecerá en la MMI.
5. Fijar la Calibración 2501: **SELBKDI1** en NO BLK (0). Fijar las entradas de CA utilizando 60 Hz para la fase A y 180 Hz para las fases B y C. Los ángulos de fase para las tres señales deben ser de 0° . V_A debe ser de 100 V rms y V_B y V_C (en paralelo con V_N) deben cambiarse para que la ecuación 5-8 sea verdadera. Esto hará que opere el relé de captación y TL5 segundos más tarde operará el relé de disparo de prueba.
6. Cambiar Calibración 2501: SELBKDI1 en BLK#2 (2). Aplicar tensión de CC a través de DI1 (BG*—BG7). Volver a aplicar las entradas de CA del paso 3 y verificar que operen sólo las captaciones de prueba.

5.3.10 T13: ALARMA POR SOBREEXCITACIÓN EN VOLTIOS/HERTZ 24A

1. Registrar las siguientes Calibraciones:

24A

(1302) **PICKUP** (V/Hz Captación) = ____

(1303) **TL6** (V/Hz Retardo) = _____ seg.

2. La alarma por sobre excitación se calcula con la siguiente relación:

$$V/Hz \text{ real} = \frac{PICKUP \times V_{NOM}}{SYSFREQ} \quad \text{ecuación 5-9}$$

V/Hz Real es la tensión aplicada a cualquier fase dividida por la frecuencia aplicada. PICKUP es la Calibración 1302: **PICKUP**, V_{NOM} se define como:

5

$$V_{NOM} = \frac{NOM \ VOLT}{x} \quad \text{ecuación 5-10}$$

en donde NOM VOLT es la tensión nominal, Calibración 114: **NOM VOLT**, y $x = 1,732$ o 1 , según la Calibración 116: **VTCONN** (para ESTRELLA, $x = 1,732$; para TRIÁNGULO, $x = 1$). SYSFREQ es la Calibración 102. Si se cumple la ecuación 5-9, el relé de captación de prueba operará. Si esta condición persiste durante un tiempo igual a TL-6, operará el relé de disparo de prueba.

3. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-8: CONEXIONES DE PRUEBA FUNCIONALES ESTÁNDAR en la página 4-26.
4. Configurar el relé en el modo de prueba para la función 24A; **24A ON** aparecerá en la MMI.
5. Fijar todas las entradas de corriente en 0. Fijar:
 - VA = 70 Vrms $< 0^\circ$
 - VB = 70 Vrms $< -120^\circ$
 - VC = 70Vrms $< -240^\circ$
6. Cambiar la tensión de cualquier fase hasta que la tensión/frecuencia sea igual a: calibración V/Hz + 0,1 = _____. Esto hará que el relé de captación de prueba opere y el relé de disparo de prueba operará una vez expirado el Tiempo de disparo.
7. Cambiar la tensión de cualquiera de las fases hasta que la Tensión/Frecuencia sea igual a: Calibración V/Hz – 0,1 = _____. Los relés de captación de prueba y disparo de prueba no operarán.

5.3.11 T14: DISPARO POR EXCITACIÓN EN VOLTIOS/HERTZ 24T

1. Registrar las siguientes Calibraciones:

24T

- (1404) **INV CURV** (Tipo de curva) = ____
 (1405) **INV PU** (Captación inversa en V/Hz) = ____
 (1406) **TIME FAC** (Factor tiempo, K) = seg.
 (1407) **INST PU** (Captación V/Hz) = ____
 (1408) **TL7** (Retardo para INST PU) = ____ seg.
 (1409) **RESET** (Tiempo de reinicialización entre disparos)= ____

2. El tiempo de disparo de obreexcitación se calcula con las siguientes ecuaciones:

Para operación inversa:

$$\text{Voltios/Hz reales} > \frac{\text{INV PU} \cdot V_{NOM}}{\text{SYSFREQ}}$$

$$\text{Tiempo de disparo} = \frac{K}{(\text{Actual V/Hz} / \text{INV PU})^N - 1} \quad \text{para curvas inversas 1, 2 y 3}$$

$$\text{o Tiempo de disparo} = K \text{ curva inversa 4}$$

en donde N = 2, 1, y 0,5 para las curvas 1, 2, y 3, respectivamente.

Para operación instantánea:

$$\text{Voltios/Hz reales} > \frac{\text{INV PU} \cdot V_{NOM}}{\text{SYSFREQ}}$$

$$\text{Tiempo de disparo} = \text{TL7}$$

K es el factor de tiempo, Calibración 1406: TIME FAC. Ambas formas de la ecuación (inversa e instantánea) se calculan y el relé se dispara cuando cualquiera de los Tiempos de disparo haya expirado. Los V/Hz reales son la tensión aplicada a cualquier fase dividida por la frecuencia aplicada. INV PU e INST PU son las calibraciones 1405: **INV PU** y 1407: **INST PU**, respectivamente. VMOM es la tensión nominal, definida por la Calibración 114: **NOM VOLT** I x, en donde x = 1,732 o 1, según la Calibración 116: **VTCONN** (para ESTRELLA, x= 1.732; para TRIÁNGULO, x= 1). SYSFREQ es la Calibración 102: **SYSFREQ**. Si se cumple cualquiera de las ecuaciones antes mencionadas, operará el relé de captación de prueba. Si persiste esta condición durante un tiempo igual al respectivo Tiempo de disparo, operará el relé de disparo de prueba.

3. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-8: CONEXIONES DE PRUEBA FUNCIONALES ESTÁNDAR en la página 4-26.
4. Configurar el relé en el modo de prueba para la función 24T; **24T ON** aparecerá en la MMI.
5. Fijar todas las entradas de corriente en 0. Fijar VA = 70 V rms <0°, VB = 70 V rms <-120°, y VC = 70 V rms <-240°.

Cambiar la tensión de cualquiera de las fases hasta que la Tensión/Frecuencia sea igual a: Calibración Inversa o Inst. V/Hz + 0,1 = ____ . Esto hará que el relé de captación de prueba opere, y operará el relé de disparo de prueba después de que haya expirado el Tiempo de disparo. Cambiar la tensión de cualquiera de las fases hasta que la Tensión/Frecuencia sea igual a: Calibración V/Hz inversa o Inst. V/Hz - 0,1 = ____ . Los relés de captación de prueba y los relés de disparo de prueba no operarán.



Si se repite esta prueba, el tiempo de operación del contacto de prueba cambiará según el tiempo transcurrido hasta que se repite la prueba. El tiempo de disparo puede calcularse según la siguiente ecuación:

$$\text{Nuevo tiempo de disparo} = \frac{T}{\text{RESET}} \times \text{Tiempo de disparo original}$$

en donde T= tiempo entre las pruebas sucesivas, Tiempo de disparo original = de 5,0 a 5,5 segundos que tomó originalmente tomó disparar el relé, y RESET es la Calibración 1409. Si el tiempo entre los sucesivos disparo es superior al tiempo de RESET, el relé se disparará en el tiempo de disparo de original.

5.3.12 T15: SOBRETENSIÓN DE SECUENCIA POSITIVA 59

1. Registrar las siguientes calibraciones:

59

(1503) **PICKUP** (Tensión fase-fase) = _____ V rms

(1504) **TIME FAC** (factor de tiempo, K) = _____ seg.

2. El tiempo de disparo se calcula utilizando la siguiente ecuación:

$$\text{Tiempo de disparo} = \frac{K}{(V_1/\text{PICKUP}) - 1}$$

K es la Calibración 1504: **TIME FAC**, V_1 es la tensión de secuencia positiva aplicada fase a fase, y PICKUP es la Calibración 1503: **PICKUP**. Si el valor de V_1 es superior al de **PICKUP**, la captación de prueba operará. Si el valor de V_1 es superior a **PICKUP** durante un tiempo igual al Tiempo de disparo, operará el relé de disparo de prueba.

3. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-8: CONEXIONES DE PRUEBA FUNCIONALES ESTÁNDAR en la página 4-26.
4. Configurar el relé en el modo de prueba para la función 59; **59 ON** aparecerá en la MMI.
5. Fijar todas las entradas de corriente en 0. Aplicar una señal a las tres fases con una tensión fase a fase de secuencia positiva igual a **PICKUP** + 2 = _____ V rms. Esto hará que la captación de prueba opere y que el disparo de prueba opere después de que haya expirado el tiempo de disparo.
6. Disminuir la tensión de secuencia positiva a **PICKUP** - 2 = _____ V rms. Esto evitará que operen los relés de captación de prueba y de disparo de prueba.

5.3.13T16: BAJA FRECUENCIA UNIDAD#1 81-1U

1. Registrar las siguientes Calibraciones:

81-1U

(1703) **SET PNT** (Punto de ajuste para frecuencia mínima) = _____ Hz

(1704) **TL8** (Retardo) = _____ seg.

2. La baja frecuencia se calcula con la siguiente ecuación:

$$\text{Frecuencia de entrada} < \text{SET PNT}$$

La frecuencia de entrada es igual a la frecuencia en cualquier fase. La unidad debe conectarse cuando la ecuación anterior es verdadera. La unidad debe dispararse a los **TL8** segundos después de la captación.

3. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-8: CONEXIONES DE PRUEBA FUNCIONALES ESTÁNDAR en la página 4-26.
4. Configurar el relé en el modo de prueba para la función 81-1U; **81-1U ON** aparecerá en la MMI.
5. Fijar todas las entradas de corriente en 0. Fijar las entradas de tensión (rms) en:
 - VA= 70 V rms < 0°
 - VB= 70 V rms < -120°
 - VC= 70 V rms < -240°
6. Fijar la frecuencia en **SET PNT** + 0,04 = _____ Hz. Esto evitará que la captación de prueba y el disparo de prueba operen.
7. Cambiar la frecuencia a **SET PNT** - 0,04 = _____ Hz. Esto hará que el relé de captación de prueba opere y que el relé de disparo de prueba opere TL8 segundos más tarde.

5.3.14 T17: SOBREFRECUENCIA UNIDAD #1 81-10

1. Registrar las siguientes Calibraciones:

81-10

(2103) **SET PNT** (Punto de ajuste para frecuencia máxima) = ____ Hz

(2104) **TL15** (Retardo) = ____ seg.

2. La sobrefrecuencia se calcula con la siguiente ecuación:

Frecuencia de entrada > **SET PNT**

La frecuencia de entrada es igual a la frecuencia en cualquier fase. La unidad debe conectarse cuando la ecuación anterior es verdadera. La unidad debe dispararse a los **TL15** segundos después de la captación.

3. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-8: CONEXIONES DE PRUEBA FUNCIONALES ESTÁNDAR en la página 4-26.
4. Configurar el relé en el modo de prueba para la función 81-10; **81-10 ON** aparecerá en la MMI.
5. Fijar todas las entradas de corriente en 0. Fijar las entradas de tensión (rms) en:
 $VA = 70 \text{ V rms} < 0^\circ$
 $VB = 70 \text{ V rms} < -120^\circ$
 $VC = 70 \text{ V rms} < -240^\circ$
6. Fijar la frecuencia en **SET PNT** – 0,04 = ____ Hz. Esto evitará que la captación de prueba y el disparo de prueba operen.
7. Cambiar la frecuencia a **SET PNT**+ 0,04 = ____ Hz. Esto hará que el relé de captación de prueba opere y que el relé de disparo de prueba opere **TL15** segundos más tarde.

5.3.15 T18: FALLA DEL FUSIBLE DEL TRANSFORMADOR DE TENSIÓN VTFF

1. Registrar las siguientes Calibraciones:

DIG INP

(2501) **SELBKDI1** = NO BLK (0)

VTFF

(2601) **VTFF** = ENABLE (1)

2. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-8: CONEXIONES DE PRUEBA FUNCIONALES ESTÁNDAR en la página 4-26.
3. Configurar el relé en el modo de prueba para la función VTFF; **VTFF ON** aparecerá en la MMI.
4. Fijar las entradas de corriente (rms) en:
 $IAS = 0,5A < 90^\circ$
 $IBS = 0,5A < -30^\circ$
 $ICS = 0,5A < -150^\circ$
 Fijar las entradas de tensión (rms) en:
 $VA = 70 \text{ V rms} < 0^\circ$
 $VB = 70 \text{ V rms} < -120^\circ$
 $VC = 70 \text{ V rms} < -240^\circ$
 Verificar que ni la captación de prueba ni el disparo de prueba operen.
5. Disminuir la tensión en las tres fases a 49 V rms. Verificar que opere la captación de prueba y que opere el disparo de prueba en 12,4 a 13,0 segundos.

5.3.16 T19: SOBRECORRIENTE DE LA PUESTA A TIERRA TOC 51GN



No realizar esta prueba si su modelo de DGP no tiene esta función. Esta función no está disponible en los modelos DGP***AAA.

NOTA

1. Registrar las siguientes calibraciones:

51GN

(2803) **PICKUP** (Captación corriente puesta a tierra)= _____ A

(2804) **TIME FAC** (Factor tiempo, K) = ____ seg.

2. La sobrecorriente de tiempo se calcula con la siguiente ecuación:

$$\text{Tiempo de disparo} = \frac{K}{\sqrt{\left(\frac{\text{CORRIENTE PUESTA A TIERRA}}{\text{PICKUP}}\right)^2 - 1}}$$

K es la Calibración 2804: **TIME FAC**. La corriente de puesta a tierra es la corriente aplicada al lado neutro (INR), y PICKUP es la Calibración 2803: **PICKUP**. Si el valor de la Corriente de Puesta a tierra es superior a la calibración de **PICKUP**, operará la captación de prueba. Si la Corriente de Puesta a tierra está por encima de la calibración de **PICKUP** durante un tiempo igual al Tiempo de disparo, operará el relé de disparo de prueba.

3. Conectar según se muestra en la Figura 4-6: CONEXIONES DE PRUEBA DEL DIFERENCIAL DEL GENERADOR en la página 4-19.
4. Configurar el relé en el modo de prueba para la función 51GN; **51GN ON** aparecerá en la MMI.
5. Fijar la entrada de corriente en **PICKUP** + 0.1 (0.02) = A rms.
6. Fijar las entradas de tensión (rms) en:

$$VA = 70 \text{ V } < 0^\circ$$

$$VB = 70 \text{ V } < -120^\circ$$

$$VC = 70 \text{ V } < -240^\circ$$

El relé de captación de prueba debe operar de inmediato y el relé de disparo de prueba debe operar una vez expirado el tiempo de disparo.

7. Bajar la corriente a **PICKUP** - 0.1 (0.02) = ____ A rms y los relés de captación de prueba y disparo de prueba no deben operar.

5.3.17 T20: BAJA TENSIÓN DE SECUENCIA POSITIVA 27



No realizar esta prueba si su modelo de DGP no tiene esta función. Esta función no está disponible en los modelos DGP***AAA.

NOTA

1. Registrar las siguientes calibraciones:

27

(2903) **PICKUP** (Tensión fase-fase)= _____ V rms

(2904) **TIME FAC** (Factor tiempo, K) = _____ seg.

(2905) **CURVA #** (Curva característica) = _____

2. El tiempo de disparo para la función se calcula utilizando la ecuación (15):

$$\text{Tiempo de disparo} = \frac{K}{(\text{PICKUP} / V_1)}$$

Para **CURVA#=1**

$$\text{Tiempo de disparo} = \frac{K}{(\text{PICKUP} / V_1)}$$

Para **CURVA# = 2**

K es la Calibración 2904: **TIME FAC**. V_1 es la tensión de secuencia positiva aplicada fase a fase, y PICKUP es la Calibración 2903: **PICKUP**. Si el valor de la Tensión de Fase es menor al de **PICKUP**, operará la captación de prueba. Si la Tensión de Fase es menor al **PICKUP** durante un tiempo igual al Tiempo de disparo, operará el relé de disparo de prueba.

3. Conectar el relé según se muestra en la Figura 4-8: CONEXIONES DE PRUEBA FUNCIONALES ESTÁNDAR en la página 4-26.
4. Configurar el relé en el modo de prueba para la función 27; **27 ON** aparecerá en la MMI.
5. Fijar todas las corrientes en 0.
6. Aplicar una señal a las tres fase con una tensión de fase a fase de secuencia positiva de **PICKUP - 2 = _____**. Esto causará que la captación de prueba opere y que el disparo de prueba opere después de que haya expirado el Tiempo de disparo.
7. Levantar la tensión de secuencia positiva a **PICKUP + 2 = _____**. Esto evitará que los relés de captación de prueba y de disparo de prueba operen.

5.4.1 FIN DE LAS PRUEBAS PERIÓDICAS

Asegurarse que el relé ya no esté en el modo de prueba, seleccionar **END TEST MODE** del menú.

Imprimir o recorrer todas las calibraciones. Compararlas con las calibraciones iniciales del relé y cambiar los valores iniciales.

Si las calibraciones iniciales se guardaron en un archivo en un disco antes de la prueba utilizando el GE-Link, descargar el archivo al relé.



Una vez finalizada la prueba, verificar que todas las calibraciones estén nuevamente en sus valores específicos. Resulta útil imprimir las calibraciones y verificarlas una por una.

PRECAUCIÓN

6.1.1 DESCRIPCIÓN

Existen dos métodos posibles de servicio para el sistema DGP: El reemplazo por repuestos o la reparación a nivel de componentes. El método preferido es el de reemplazo de módulos utilizando las pruebas automáticas del DGP para aislar los módulos fallados. Cuando se encuentra un módulo defectuoso, puede ser reemplazado con un repuesto y el sistema puede retornarse a servicio. Este método por lo general ofrece el menor tiempo de parada del sistema. Para reducir aún más el tiempo sin operar, se recomienda tener un juego completo de módulos de repuesto en el sector de mantenimiento.

No se recomienda reparar el relé a nivel de componente. Esto requiere una inversión considerable en equipos de prueba/reparación y experiencia técnica, y por lo general implica tiempos más prolongados fuera de operación que el reemplazo de módulos. Para quienes desean solucionar los problemas a nivel de componente, pueden obtener los planos en fábrica. Al solicitarlos, deberá proveerse a la fábrica la siguiente información:

1. Número de modelo del módulo. Se encuentra en la parte inferior de la placa frontal de datos de cada módulo, por ejemplo MGM781
2. Número de montaje del módulo. Se encuentra del lado del componente en el que está la placa con el circuito impreso. Es un número de ocho dígitos con una letra entre el cuarto y el quinto dígito y con un grupo de identificación a continuación, por ejemplo 0215B8012G001.
3. Número de revisión. Se encuentra en la placa de circuitos impresos adyacente al número de montaje de la placa.



Desenergizar el relé retirando los enchufes de prueba o apagando los interruptores PS1 y PS2 antes de retirar o insertar módulos. No hacerlo puede dañar permanentemente al relé.

6.2.1 DESCRIPCIÓN

El DGP realiza automáticamente las pruebas de las funciones principales y de los componentes de hardware críticos e informa de su estado vía la pantalla de la MMI y los contactos de las alarmas críticas y no críticas. El informe de fallas depende del tipo o nivel de la falla. Algunas fallas operarán el contacto de alarma crítica y el LED de estado, mientras que otras sólo operarán el contacto de alarma no crítica.

Hay tres niveles de pruebas automáticas realizadas por el relé. El primer nivel indica las fallas de relé graves que son indicadas por el mensaje **FAIL** en la MMI, por la desenergización del relé de alarma crítica, y por el cambio del LED de estado a rojo. Estas fallas son las más críticas ya que indican que el relé no está ofreciendo protección.

El segundo nivel de pruebas automáticas muestra mensajes de advertencia, indicados por un mensaje **WARN** en la MMI y la desenergización del relé de alarma no crítica. Estas fallas son una condición menos crítica, durante la que el relé aún está ofreciendo cierto grado de protección.

El tercer nivel de pruebas indica los errores de estado del sistema debidos a errores en la alimentación (Disparo por circuito abierto) o causados por un comando del DGP que desactiva al relé (Desactivar Salidas). Son indicados por la energización del relé de alarma no crítica, por un LED rojo, o por la desenergización del relé de alarma no crítica. Sin embargo, no aparece nada en la MMI hasta que se utiliza el comando INFORMATION-STATUS.

Los tipos de pruebas automáticas realizados se describen en la Sección 1.4: OTRAS CARACTERÍSTICAS en la página 1-17. Los componentes probados durante las pruebas automáticas de verificación se indican en la tabla que aparece a continuación. Los componentes probados durante las pruebas automáticas en segundo y primer plano durante la operación se indican en las dos tablas siguientes, respectivamente.

Tabla 6-1: PRUEBAS AUTOMÁTICAS DURANTE LA PUESTA EN MARCHA

COMPONENTE	MÉTODO	PROCESADOR	NATURALEZA
PROM	Verificación de tipo CRC en DAP y SSP; suma de verificación en DSP.	Todos	Crítica
RAM local	Patrones para verificar los bits trabados, las líneas de dirección trabadas, los bits adyacentes entre intercomunicaciones	Todos	Crítica
RAM compartido	Igual que RAM local	Todos	Crítica
RAM no volátil	Verificación de tipo CRC en área de calibraciones; verificación de tipo CRC en NVRAM en serie en DAP; suma de verificación en área de almacenamiento de fallas	SSP, DAP	Crítica si en área de calibraciones o NVRAM en serie
Chip del cronómetro	Verificar todos los cronómetros de los procesadores y sus interrupciones	DAP, SSP	Crítica si DAP, No crítica si SSP
Chips de interrupción	Verificar todos los controladores de los procesadores y las interrupciones externas	DAP, SSP	Crítica
Chips en serie	Pruebas envolventes e interrupciones para la interfaz en serie	SSP	No crítica
Controlador A/D	Interfaz DI1A	DAP	Crítica, el DGP se reinicializará
Circuitos salida digital	Puerto en paralelo vía conexión en bucle	SSP	Crítica, el DGP se reinicializará
Reloj tiempo real	Prueba de operación e interrupciones del reloj en tiempo real	SSP	No crítica
Visor LED	Prueba automática incluida por el fabricante	SSP	No crítica

Tabla 6-2: PRUEBAS AUTOMÁTICAS EN 2do PLANO DURANTE LA OPERACIÓN

COMPONENTE	MÉTODO	PROCESADOR	NATURALEZA
PROM	Verificación de tipo CRC en DAP y SSP; suma de verificación en DSP	Todos	Crítica, Reinicialización
RAM	Verificación de tipo CRC en áreas con calibraciones	Todos	Crítica, Reinicialización
RAM no volátil	Verificación de tipo CRC en áreas con calibraciones; suma de verificación en área de almacenamiento de fallas	SSP	Crítica si en área de calibraciones
Chip del cronomedidor	Verificar que todos los cronomedidores estén contando	DAP, SSP	Crítica si DAP No crítica si SSP
Alimentación	Monitorear la salida del contacto Supply Health	SSP	Crítica si no hay alimentación de soporte

Tabla 6-3: PRUEBAS AUTOMÁTICAS EN 1er PLANO DURANTE LA OPERACIÓN

COMPONENTE	MÉTODO	PROCESADOR	NATURALEZA
Controlador A/D	Interfaz DI1A	DAP	Crítica
Circuitos de entrada digital	Comparación de bits leídos vía 2 acopladores ópticos	DAP, SSP	No crítica
Circuitos de salida digital	Puerto en paralelo vía conexión en bucle	SSP	Crítica, Reinicializar
Monitor de tensión de disparo	Bit leído vía puerto paralelo	SSP	No crítica
MMI	Iniciado por operador, retroalimentación visual	SSP	No crítica
Comunicación DSP y DAP	Bandera DSP finalizado	DAP	Crítica
ANI	Verificación de suma actual	DSP	Crítica
ANI	Verificación de rango puesta a tierra y referencia	DAP	Crítica
Alimentación	Verificación de rango +12V, -12V	DAP, SSP	Crítica si no hay alimentación de soporte

6.3.1 DESCRIPCIÓN

La solución de problemas del relé requiere tres pasos.

1. Determinar el tipo de falla. El tipo es falla crítica, falla no crítica o falla de estado del sistema.
2. Utilizar una lista de códigos de falla, códigos de advertencia o el comando INFORMATION-STATUS para determinar cuál es el módulo defectuoso.
3. Reemplazar el módulo defectuoso según las precauciones de seguridad y de descarga estática.

Las secciones de solución de problemas son:

Servicio de una Falla Crítica **FAIL**

Servicio de una Falla No crítica **WARN**

Servicio de una Falla de Estado del Sistema



Ver el Capítulo 4: PRUEBAS DE ACEPTACIÓN para probar la pantalla de la MMI, el teclado y el puerto de la impresora y de las unidades de medición.

NOTA

6.3.2 USO DEL COMANDO ESTADO DE LA INFORMACIÓN

Las Tablas 6-6: MENSAJES DE ERROR DURANTE LA PUESTA EN MARCHA y 6-7: MENSAJES DE ERROR DURANTE LA OPERACIÓN se ha incluido como lista de todos los mensajes **FAIL** y **WARN**. Pueden utilizarse para decodificar los códigos **FAIL xxx** y **WARN xxx**. Se ofrece una lista de códigos de falla y advertencia, pero el comando INFORMATION-STATUS puede utilizarse para extraer los mismos datos de la pantalla de la MMI. El comando INFORMATION-STATUS puede usarse localmente en el relé o remotamente por medio de una conexión con módem.

6

El comando INFORMATION-STATUS se invoca de la siguiente manera:

1. Aplicar la potencia de CC nominal al relé y esperar que finalice la inicialización.
2. Presionar la tecla [INF]. Luego desplazarse con las teclas hasta que aparezca el encabezado **INF: STATUS**. Si se cuenta con impresora, presionar la tecla [PRT].
3. Presionar la tecla [ENT].

La pantalla indicará que hay una falla con las palabras **STATUS: FAIL**.

4. Presionar la tecla [↑] para obtener un informe detallado de la falla. En las siguientes tablas se indican los posibles errores:

- Tabla 6-4: MENSAJES DE ERROR DE ESTADO DEL SISTEMA en la página 6-6

- Tabla 6-5: MENSAJES VARIOS en la página 6-6

- Tabla 6-6: MENSAJES DE ERROR EN LA PUESTA EN MARCHA en la página 6-7

También se incluyen los mensajes **FAIL** y **WARN**. Sus descripciones pueden verse en la MMI, utilizando el comando INFORMATION-STATUS.



Después de la primera conexión o pérdida de energía que sobrepase las 24 horas, la hora y la fecha se reinicializarán a 00:00:00 01/01/90. Todos los datos de eventos y falla se reinicializarán.

NOTA

6.3.3 SERVICIO DE UNA FALLA CRÍTICA

Una falla crítica indica la interrupción total de la función de protección. Cuando se detecta una falla extendida en uno de los módulos (excluyendo la alimentación) el relé de alarma crítica se desconectará y el LED de la MMI se tomará rojo. Retirar y volver a aplicar la potencia de CC para que aparezca el mensaje **FAIL** en la pantalla. Si el DGP se vuelve a encender con éxito, el LED se pondrá verde.

El mensaje de falla tiene el formato **FAIL xxx**. El campo **xxx** representa el código numérico que indica la naturaleza de la falla crítica. El mensaje de falla permanece en la pantalla hasta que se presiona una tecla o hasta que el DGP vuelve a arrancar con éxito (sin fallas en la prueba automática).



Como alternativa, el comando INFORMATION-STATUS puede utilizarse para mostrar el tipo de falla directamente en la MMI.

NOTA

Un mensaje de falla puede aparecer en los Eventos o en la pantalla, pero no se mostrará desde INFORMATION-STATUS. Este es el resultado de la Alarma Crítica Removible, **REMCRIT**, que se muestra en la Sección 6.4: CÓDIGOS DE ERROR. Ésta es causada cuando el DGP detecta una alarma crítica, detectando luego que la condición ha desaparecido, y estando, así, en condiciones de restaurar la protección.

LOCALIZACIÓN DEL MÓDULO DEFECTUOSO:

Utilizar las Tablas 6-6: MENSAJES DE ERROR DURANTE LA PUESTA EN MARCHA, 6-7: MENSAJES DE ERROR DURANTE LA OPERACIÓN, o el comando INFORMATION-STATUS para aislar la causa de la falla. Cuando se encuentre el módulo en cuestión, desconectar la unidad y reemplazar. Volver a conectar. Si el mensaje **FAIL** ha desaparecido, entonces la unidad ha sido reparada con éxito. Si el mensaje ha cambiado, es posible que otro módulo deba ser cambiado.

6.3.4 SERVICIO DE UNA ADVERTENCIA DE FALLA NO CRÍTICA

Una falla no crítica indica una posible interrupción en la protección del relé, pero no una pérdida total. Cuando ocurre una condición **WARN**, el contacto de alarma no crítica del sistema DGP se cerrará. El LED permanecerá verde. Apagar la entrada de corriente de CC, luego volver a conectarla. Debe aparecer el mensaje **WARN xxx** si aún existe una falla.

El mensaje **WARN** tienen el formato **WARN xxx**. El campo **xxx** representa el código numérico que indica la naturaleza de la falla. El mensaje **WARN** permanece en la pantalla hasta que se presiona una tecla o hasta que el DGP vuelve a arrancar con éxito (sin fallas en la prueba automática). Ver Tabla 6-6: MENSAJE DE ERROR DURANTE LA PUESTA EN MARCHA en la página 6-7 en la que aparece la lista de códigos de advertencia y sus significados.



Como alternativa al uso de la tabla de advertencias, el comando INFORMATION-STATUS puede utilizarse para mostrar el tipo de falla directamente en la MMI.

NOTA

Un mensaje de falla puede aparecer en los Eventos o en la pantalla, pero no se mostrará desde INFORMATION-STATUS. Este es el resultado de la Alarma No Crítica Removible, **REMNONCRIT**, que se muestra en la Tabla 6-7: MENSAJES DE ERROR DURANTE LA OPERACIÓN en la página 6-9. Ésta es causada cuando el DGP detecta una alarma no crítica, detectando luego que la condición ha desaparecido, y estando, así, en condiciones de restaurar la protección.

LOCALIZACIÓN DEL MÓDULO DEFECTUOSO:

Utilizar las Tablas 6-6: MENSAJES DE ERROR DURANTE LA PUESTA EN MARCHA, 6-7: MENSAJES DE ERROR DURANTE LA OPERACIÓN, o el comando INFORMATION-STATUS para aislar la causa de la falla. Desconectar la unidad y reemplazar el módulo en cuestión. Volver a conectar, el mensaje **WARN** debe desaparecer. Si el mensaje **WARN** ha desaparecido, entonces la unidad ha sido reparada con éxito. Si el mensaje ha cambiado, es posible que otro módulo deba ser cambiado.

6.3.5 SERVICIO DE FALLA DE ESTADO DEL SISTEMA

Una falla en el sistema es aquella que indica una falla de la entrada de energía, o que indica que el relé ha sido desactivado por un comando del usuario. Son indicadas por los contactos de alarma no crítica, por un LED rojo, o por los contactos de alarma crítica. Sin embargo, no se muestra en la MMI hasta que se utiliza el comando INFORMATION-STATUS.

Apagar y volver a aplicar corriente de entrada de CC. El contacto de alarma no crítica (N.O) estará cerrado si aún existe la falla. Utilizar INFORMATION-STATUS para determinar la causa del problema.

Tabla 6-4: MENSAJES DE ERROR DE ESTADO DEL SISTEMA

ERROR DE ESTADO DEL SISTEMA	INDICACIÓN	DESCRIPCIÓN
WARN	NCA	Condición de ADVERTENCIA, presionar la flecha ascendente
FAIL	CA/LED	Condición de FALLA, presionar la tecla ascendente
MISC	LED	Condición miscelánea, presionar la tecla ascendente

Nota: LED = LED rojo en la MMI; NCA = energización del relé de alarma no crítica.

CA = desenergización del relé de alarma crítica.

Tabla 6-5: MENSAJES MISCELÁNEOS

MENSAJES MISCELÁNEOS	DESCRIPCIÓN	INDICACIÓN
PROT OFF	Protección desconectada	LED
DIS OUTS	Salidas desactivadas	LED
RELAY TEST	Relé en Modo de Prueba	LED
D O TEST	Prueba de salida digital	LED

6.4.1 MENSAJES DE ERROR EN LA PUESTA EN MARCHA

Tabla 6-6: MENSAJES DE ERROR DURANTE LA PUESTA EN MARCHA (Página 1 de 2)

NÚMERO DE ERROR	PLACA	ALARMA	INF ESTADO/PANTALLA	INF ESTADO/IMPRESIÓN
100	DAP	Crítica	DAP:PROM	DAP BOARD:PROM
101	DAP	Crítica	DAP10CAL RAM	DAP BOARD:IOCAL RAM
103	DAP	Crítica	DAP:DSPRAM	DAP BOARD:DSPRAM
104	DAP	Crítica	DAP:SYSRAM	DAP BOARD:SYSRAM
105	DAP	Crítica	DAP:INTERRUPT	DAP BOARD:INTERUPT
106	DAP	Crítica	DAP:TIMER	DAP BOARD:TIMER
124	DAP	Crítica	DAP:VERSION NUM	DAP BOARD:VERSION NUMBER
207	DSP	Crítica	DSP1:PROM	DSPBOARD1:PROM
208	DSP	Crítica	DSP110CALRAM	DSPBOARD110CALRAM
209	DSP	Crítica	DSP1:DSPRAM	DSPBOARD1:DSPRAM
210	DAP	Remcrit	DAP:NO DSP 1 RSP	DAP BOARD:NO DSP 1 RESPONSE
225	DSP	Crítica	DSP1:VERSIONNUM	DSP BOARD:DSP1 VERSION NUMBER
226	DSP	Crítica	DSP2:PROM	DSP BOARD:DSP2 PROM
227	DSP	Crítica	DSP210CAL RAM	DSP BOARD:DSP2 LOCAL RAM
228	DSP	Crítica	DSP2:DSPRAM	DSP BOARD :DSP2 DSPRAM
229	DAP	Remcrit	DAP:NO DSP 2 RSP	DAP BOARD:NO DSP 2 RESPONSE
230	DSP	Crítica	DSP2:VERSION NUM	DSP BOARD:DSP2 VERSION NUMBER
231	DSP	Crítica	DSP3:PROM	DSP BOARD:DSP3 PROM
232	DSP	Crítica	DSP310CAL RAM	DSP BOARD:DSP3 LOCAL RAM
233	DSP	Crítica	DSP3:DSPRAM	DSP BOARD:DSP3 DSPRAM
234	DAP	Remcrit	DAP:NO DSP 3 RSP	DAP BOARD:NO DSP 3 RESPONSE
235	DSP	Crítica	DSP3:VERSION NUM	DSP BOARD:DSP3 VERSION NUMBER
311	ANI	Crítica	ANI:CONTROLLER	ANI BOARD:CONTROLLER
312	ANI	Crítica	ANI:SERIAL MEMRY	ANI BOARD:SERIAL MEMORY
336	ANI	Crítica	ANI:GROUND	ANI BOARD:GROUND FAILURE
414	MGM	Crítica	MGM1:SERIALMEM	MGM BOARD1:SERIAL MEMORY
422	MGM	Crítica	MGM1:MODELNUM	MGM BOARD1:MODEL NUMBER
449	MGM	Crítica	MGM2:SERIAL MEM	MGM BOARD2:SERIAL MEMORY

Tabla 6-6: MENSAJES DE ERROR DURANTE LA PUESTA EN MARCHA (Página 2 de 2)

NÚMERO DE ERROR	PLACA	ALARMA	INF ESTADO/PANTALLA	INF ESTADO/IMPRESORA
450	MGM	Crítica	MGM2:MODEL NUM	MGM BOARD2:MODEL NUMBER
515	SSP	Crítica	SSP:PROM	SSP BOARD:PROM
516	SSP	Crítica	SSPIOCAL RAM	SSP BOARD10CAL RAM
518	SSP	Crítica	SSP:SYSRAM	SSP BOARD:SYSRAM
519	SSP	Crítica	SSP:INTERRUPT	SSP BOARD:INTERRUPT
520	SSP	Remcrit	SSP:EEPROM	SSP BOARD:EEPROM
523	SSP	Crítica	SSP:VERSION NUM	SSP BOARD:VERSION NUMBER
553	SSP	Crítica	SSP: SET RANGE	SSP BOARD SETTING RANGE
556	SSP	No Crítica	SSP:TIMER	SSP BOARD:TIMER
557	SSP	No Crítica	SSP:CAPRAM	SSP BOARD:CAPRAM
558	SSP	No Crítica	SSP:CLOCK	SSP BOARD:REAL TIME CLOCK
621	MMI	Crítica	MMI:DIG OUT	MMI BOARD:DIGITAL OUTPUT
655	MMI	No Crítica	MMI:SERIAL CHP 1	MMI BOARD:SERIAL CHIP #1
659	MMI	No Crítica	MMI1ED DISPLAY	MMI BOARD1ED DISPLAY
663	MMI	No Crítica	MMI:SERIAL CHP 2	MMI BOARD:SERIAL CHIP #2
664	MMI	No Crítica	MMI:SERIAL CHP 3	MMI BOARD:SERIAL CHIP #3

6.4.2 MENSAJES DE ERROR DURANTE LA OPERACIÓN

Tabla 6-7: MENSAJES DE ERROR DURANTE LA OPERACIÓN (Página 1 de 2)

NÚMERO DE ERROR	PLACA	ALARMA	INF. ESTADO/PANTALLA	INF. ESTADO/IMPRESORA
60	MISC	No Crítica	LOGON FAILURE	LOGON FAILURE
71	MISC	No Crítica	CASE GND SHORTED	CASE TO GND SHORTED
100	DAP	Crit+Wdreset	DAP:PROM	DAP BOARD :PROM
102	DAP	Crit+Wdreset	DAP:DSPRAM	DAP BOARD:DSPRAM
106	DAP	Crit+Wdreset	DAP:TIMER	DAP BOARD:TIMER
207	DSP	Remcrit	DSP1:PROM	DSPBOARD1:PROM
209	DSP	Remcrit	DSP1:DSPRAM	DSPBOARD1:DSPRAM
210	DAP	Remcrit	DAP:NO DSP 1 RSP	DAP BOARD:NO DSP 1 RESPONSE
226	DSP	Remcrit	DSP2:PROM	DSP BOARD2:PROM
228	DSP	Remcrit	DSP2:DSPRAM	DSP BOARD2:DSPRAM
229	DAP	Remcrit	DAP:NO DSP 2 RSP	DAP BOARD:NO DSP 2 RESPONSE
231	DSP	Remcrit	DSP3:PROM	DSP BOARD3:PROM
233	DSP	Remcrit	DSP3:DSPRAM	DSP BOARD3:DSPRAM
234	DAP	Remcrit	DAP:NO DSP 3 RSP	DAP BOARD:NO DSP 3 RESPONSE
246	DSP	Remcrit	DSP1:SETCHKSUM	DSP BOARD1 :SETTING VERSION
247	DSP	Remcrit	DSP2:SET CHKSUM	DSP BOARD2:SETTING VERSION
248	DSP	Remcrit	DSP3:SET CHKSUM	DSP BOARD3:SETTING VERSION
313	ANI	Remcrit	ANI:REFERENCE	ANI BOARD:REFERENCE
336	ANI	Remcrit	ANI:GROUND	ANI BOARD:GROUND FAILURE
351	ANI	Remcrit	ANI:CURRENT SUM	ANI BOARD:CURRENT SUM FAILURE
352	ANI	Crit+Wdreset	ANI:CHAN SATURAT	ANI BOARD:CHANNEL SATURATED
373	ANI	RemNo Crítica		ANI BOARD: SAMPLE CORRECTED
515	SSP	Crit+Wdreset	SSP:PROM	SSP BOARD:PROM
517	SSP	Crit+Wdreset	SSP:SYSRAM CRC	SSP BOARD:SYSRAM CRC
520	SSP	No Crítica	SSP:EEPROM	SSP BOARD:EEPROM
556	SSP	No Crítica	SSP:TIMER	SSP BOARD:TIMER
557	SSP	No Crítica	SSP:CAPRAM	SSP BOARD:CAPRAM
621	MMI	Crit+Wdreset	MMI:DIG OUT	MMI BOARD:DIGITAL OUTPUT

Tabla 6-7: MENSAJES DE ERROR DURANTE LA OPERACIÓN (Página 2 de 2)

NÚMERO DE ERROR	PLACA	ALARMA	INF ESTADO/PANTALLA	INF ESTADO/IMPRESORA
737	PS	Remcrit	PS1 + 2: SELFTEST	POWER SUPPLY 1 Y 2: FAILURE SELFTEST
738	PS	Remcrit	PS1+2:+12VBAD	POWER SUPPLY 1 AND 2:(FAIL) +12V BAD
739	PS	Remcrit	PS1+2:_12VBAD	POWER SUPPLY 1 AND 2:(FAIL) _12V BAD
740	PS	Remcrit	PS1 + 2: SELFTEST	POWER SUPPLY 1 Y 2: FAILURE SELFTEST
741	PS	Remcrit	PS1+2:+12VBAD	POWER SUPPLY 1 AND 2:(FAIL) +12V BAD
742	PS	Remcrit	PS1+2:_12VBAD	POWER SUPPLY 1 AND 2:(FAIL) _12V BAD
743	PS	Remcrit	PS:SELFTEST	POWER SUPPLY:(FAILURE) SELFTEST
744	PS	Remcrit	PS: + 12V BAD	POWER SUPPLY: (FAILURE) +12VBAD
745	PS	Remcrit	PS:_12VBAD	POWER SUPPLY: (FAILURE) _12V BAD
765	PS	RemNo Crítica	PS1:SELFTEST	POWER SUPPLY 1:(WARNING SELFTEST)
766	PS	RemNo Crítica	PS1:+12VBAD	POWER SUPPLY 1:(WARNING) +12V BAD
767	PS	RemNo Crítica	PS1:_12VBAD	POWER SUPPLY 1 :(WARNING) _12V BAD
768	PS	RemNo Crítica	PS2:SELFTEST	POWER SUPPLY 2:(WARNING SELFTEST)
769	PS	RemNo Crítica	PS2:+12VBAD	POWER SUPPLY 2:(WARNING) +12V BAD
770	PS	RemNo Crítica	PS2:_12VBAD	POWER SUPPLY 2:(WARNING) _12V BAD
972	DIT	No Crítica	DIT:DIG INP	DIT BOARD:DIGITAL INPUT

7.1.1 DESCRIPCIÓN

CARACTERÍSTICAS NOMINALES ELÉCTRICAS

Frecuencia Nominal:	50 a 60 Hz
Tensión Nominal:	140 V CA (fase a fase)
Corriente nominal I_n :	1 A o 5 A
Tensión de Control de CC, rango operativo:	
48 V CC	38.5 a 60 V CC
110/125 V CC	88 a 150V CC
220/250 V CC	176 a 300V CC
Tensión CC máxima permitida:	
Continua	2 x nominal
1 minuto (una por hora)	3,5 x nominal
Corriente máxima permitida:	
Continua	$2x / I_n$
3 segundos	$50x / I_n$
1 segundo	$100x / I_n$
Tensión de prueba de aislación:	
2 kV @ 50/60 Hz, un minuto	
2,8 kV CC, un minuto	
Tensión de impulso soportada en un transitorio: pico de 5 kV, 1.2/50 μ s, 0.5 J	
Límites admisibles de radiointerferencia: SWC, según ANSI C37.90.1	
Vibración admisible: IEC 255-21 -1	
Humedad:	95% sin condensación
Rango de temperatura ambiente	
Depósito:	-30°C a 70°C
Operación:	-20°C to 55°C

CARACTERÍSTICAS NOMINALES DE CARGA

Circuito Corriente: $I_n = 1$ A:	0,12 Ω , 30°
	$I_n = 5$ A: 0,022 Ω , 5°
Circuito Tensión:	0,30 VA @ 60 Hz
	0,40 VA @ 50 Hz
Batería CC (convertidores de contacto):	
	1,0 mA a 48 V CC
	1,5 mA a 125 V CC
	2,5 mA a 250 V
(alimentación):	19 W con un suministro
	25 W con dos suministros

DATOS DE LA INTERFAZ

Interfaz del sistema:	
	Puerto RS232 – panel trasero
	Puerto RS232 – panel frontal
	Interfaz impresora (en serie) opcional
	IRIG-B (desmodulado) opcional
	La interfaz de la impresora y el IRIB-B son funciones opcionales.

DATOS DE CONTACTOS

Salidas disparo:	Cuatro relés programables con dos contactos Forma A cada uno.
	Características nominales continuas: 3 A
	Poder de cierre y capacidad: 30 A (según ANSI C 37,90)
	Corte 60 VA inductiva, máx. 250 V o 0,5 A
Salidas de Alarma:	
	Cuatro relés programables con un contacto Forma C cada uno.
	Una alarma de prueba automática crítica.
	Una alarma de prueba automática no crítica.
	Una alarma por falla de fusible del VT.
	Una alarma de suministro por suministro.
Contactos auxiliares (incluidas las alarmas):	
	Caract. nominal continua: 3 A
	Poder de cierre y capacidad: 5 A durante 30 segundos
	Corte 60 VA inductiva, máx. 250 V o 0,5 A
Sensibilidad de monitoreo del circuito de disparo:	150mA
Monitor de tensión de disparo:	30 a 3000 V DC
Entradas digitales:	30 a 300 V CC
	1 a 3 mA

PRECISIÓN

Mediciones RMS:	$\pm 3\%$ de lectura
Mediciones de ángulo de fase:	$\pm 1^\circ$
Mediciones de frecuencia:	$\pm 0,01$ Hz
Cronomedidores:	$\pm 3\%$ de calibración o 10 a 40 ms, la que sea mayor
Resolución de muestreo de datos:	± 1 mseg.

DIMENSIONES Y PESO

Altura:	14 pulgadas, 352 mm
	Unidad estándar de 8 rejillas
Ancho:	19.0 pulgadas, 484 mm rejilla estándar
	19 pulgadas
Profundidad:	14 pulgadas, 356 mm
Peso:	51 libras, 23 kg

LAS ESPECIFICACIONES PUEDEN MODIFICARSE SIN PREVIO AVISO

7.1.2 FUNCIONES DE PROTECCIÓN Y RANGOS DE CALIBRACIÓN

FUNCIÓN	CALIBRACIÓN	RANGO		PASO
		5A	1 A	
Diferencial (87G)	Captación de corriente diferencial	0,20 a 1,00 A	0,04 a 0,20 A	0,01
Desequilibrio de corriente (46)	Corriente de secuencia negativa	0,05 a 2,99 A	0,01 a 0,60 A	0,01
	Constante de la máquina - K2	1,0 a 45,0		0,1
Pérdida de Excitación (40) (Dos zonas independientes)	Zona 1 y Zona 2 Centro	2,5 a 60 Ω	12,5 a 300 Ω	0,01
	Zona 1 y Zona 2 Radio	2,5 a 60 Ω	12,5 a 300 Ω	0,01
	Zona 1 y Zona 2 Cronomedidor	0,01 a 9,99 seg.		0,01
Fuerza inversa (32) (Dos pasos independientes) ⁽¹⁾	Potencia inversa	0,5 a 99,9 W	0,1 a 19,9 W	0,1
	Retardo (paso 1)	1 a 120 seg.		1
	Retardo (paso 2) (1)	1 a 60 seg.		1
Puesta a tierra estator (64G1) (Frecuencia fundamental)	Zona 1 Captación OV neutra	4,0 a 40,0 V		0,1
	Zona 1 Cronomedidor	0,1 a 9,9 seg.		0,1
Puesta a tierra estator (64G2) (Comparador 3er armónico) ⁽¹⁾	Zona 2 Cronomedidor	0,1 a 9,9 seg.		0,1
Puesta a tierra estator (27TN) (Tercer armónico UV)	Captación de tensión	0,1 a 9,9V		0,1
	Retardo	0,5 a 99,9 seg		0,1
	Límite Suministro - Bajo	0 a 999 W	0 a 200 W	1
	Límite Suministro - Alto	0 a 999 W	0 a 200 W	1
Sobreexcitación (24)	V/Hz Captación (Inversa)	1,00 a 1,99 por unidad		0,01
	Factor de tiempo (Inversa)	0,10 a 99,99 seg.		0,01
	V/Hz Captación (Instantánea)	1,00 a 1,99 por unidad		0,01
	Cronomedidor (Instantánea)	0 a 9,9 seg.		0,1
	Reinicialización del cronomedidor	0 a 999 seg.		1
Sobretensión (59)	Captación de tensión (Inversa)	100 a 200 V ⁽³⁾		1
	Factor de tiempo	0,10 a 99,99 seg.		0,01
	Captación de tensión (Instantánea) ⁽¹⁾	100 a 300 V ⁽³⁾		1
Sobre/baja frecuencia (81) (2 o 4 pasos independiente) ⁽¹⁾	Punto de calibración (Baja)	40,00 a 65,00 Hz		0,1
	Punto de calibración (Sobre)	45,00 a 79,99 Hz		0,1
	Cronomedidor (Cada paso)	0,05 a 99,99 seg. ⁽²⁾		0,01
Soporte sistema (51V)	Tiempo de fase OC Captación	0,5 a 16 A	0,1 a 3,2 A	0,1
	Factor de tiempo	0,10 a 99,99 seg.		0,01
Sobrecorriente puesta tierra(51GN) ⁽¹⁾	Captación OC tiempo puesta a tierra	0,10 a 5,00 A	0,02 a 1,00 A	0,01
	Factor de tiempo	0,1 a 99,99 seg.		0,01
Baja tensión (27) ⁽¹⁾	Captación de tensión	40 a 120 voltios ⁽³⁾		1
	Factor de tiempo	0,10 a 99,99 seg.		0,01

① Indica una función opcional. Consulte la guía de selección para las funciones disponibles en un modelo específico.

② Rango del cronomedidor para Paso 1 de baja frecuencia es de 0,1 a 999,9 seg.

③ Se tiene un rango más amplio para los modelos DGP***ACA; consulte la Tabla 2-1 para los detalles.

8.1.1 DESCRIPCIÓN

La pantalla está formada por 16 posiciones de caracteres alfanuméricos de LED dispuestas una al lado de la otra horizontalmente. También tiene 19 LEDs indicadores (Target) y 1 LED de estado.

Todos los mensajes en la pantalla son el resultado de alguna acción sobre el teclado, con cuatro excepciones:

- El mensaje de Disparo cuando el DGP ha causado un disparo de protección,
- El mensaje de Falla cuando el DGP ha descubierto una falla en una prueba automática crítica,
- El mensaje de Advertencia cuando el DGP ha descubierto una falla en una prueba automática no crítica,
- El mensaje de Inicialización cuando el DGP se está inicializando durante un encendido.

Todos los mensajes que no sean los de disparo se muestran con la misma intensidad, aproximadamente la mitad de la intensidad total. La entrada del usuario para establecer los cambios se toma con una intensidad menor para ayudar a distinguir el valor de calibración almacenado del que aún no ha sido ingresado al sistema del DGP.

El mensaje de Disparo se muestra con la mayor intensidad y tiene el siguiente formato: **TRIP xxx xxx**. La palabra **TRIP** parpadea para indicar que el sistema DGP ha causado un disparo de protección. Los dos campos de información que siguen a la palabra **TRIP** no parpadean y contienen la siguiente información: un tipo de falla de tres caracteres (por ej. ABC) y un tipo de disparo de tres caracteres (ver Sección 8.3.10: TECLA DE INFORMACIÓN [INF] en la página 8-12 para consultar una lista de tipos de disparo). El mensaje seguirá en la pantalla permanentemente hasta que se le retire con una operación del teclado. Si el DGP vuelve a arrancar o se le apaga y enciende, el indicador de disparo es recordado y vuelve a mostrarse. Tan pronto como se presiona cualquier tecla, el mensaje de disparo se elimina y ya no se recuerda.

El mensaje de Falla tiene el formato **FAIL xxx**. El campo que sigue a la palabra **FAIL** es un código numérico que indica la naturaleza de la falla en la prueba automática crítica. El mensaje de falla permanece en la pantalla hasta que se presiona una tecla o hasta que se vuelve a arrancar con éxito el DGP (sin fallas en la prueba automática). En la Sección 6.4: CÓDIGOS DE ERROR puede encontrarse una lista de números de falla y sus significados.

El mensaje de Advertencia tiene el formato **WARN xxx**. El campo que sigue a la palabra **WARN** es un código numérico que indica la naturaleza de la falla en la prueba automática no crítica. El mensaje de Advertencia permanece en la pantalla hasta que se presiona una tecla o se reinicia con éxito el DGP (sin fallas en la prueba automática). En la Sección 6.4: CÓDIGOS DE ERROR puede encontrarse una lista de números de advertencia y sus significados.

El mensaje de Inicialización tiene el formato **INITIALIZING** y se muestra mientras el sistema DGP se está inicializando durante una secuencia de encendido. La pantalla se pone en blanco en cuanto se completa la inicialización.

Todos los otros mensajes que son resultado de operaciones con el teclado permanecen en la pantalla hasta que se presione otra tecla, o hasta que no se hayan presionado teclas durante 15 minutos. Al finalizar este intervalo, la pantalla se pone en blanco. El intervalo se fija en 10 segundos cuando se presionan las teclas [END] y [ENT] sucesivamente; al finalizar este intervalo, la pantalla se pone en blanco. La finalización del tiempo también ocasiona que el privilegio de acceso a la MMI se establezca en el Nivel View.

8.2.1 LEDs Indicadores

Existen 18 LEDs que indican todas las funciones de protección que operan durante una falla. Los LEDs indicadores muestran la información para el mensaje TRIP (disparo) que está en ese momento en la pantalla.

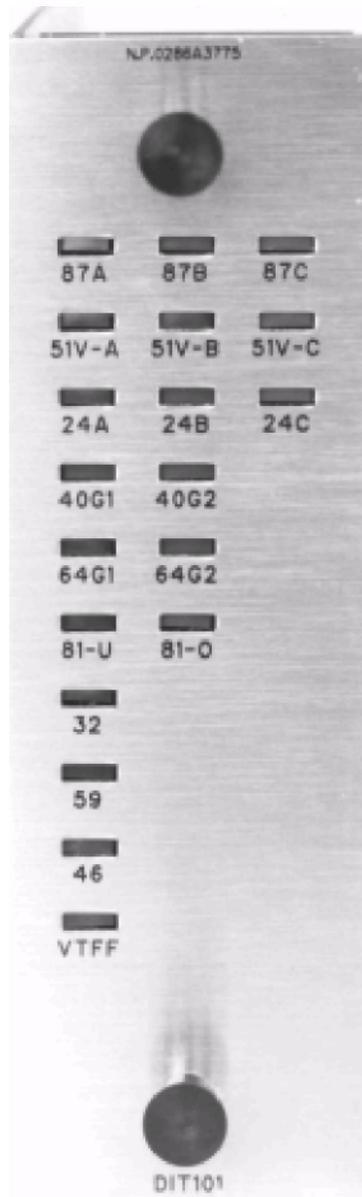


Figura 8-1: LEDs indicadores

8.2.2 TECLA DE REINICIALIZACIÓN DEL INDICADOR

La Tecla de Reinicialización del Indicador es la tecla [CLR] en el teclado. La operación de la tecla [CLR] se explica en la siguiente sección.

8.3.1 DESCRIPCIÓN

El teclado de la MMI es un método de interfaz en el sistema del DGP. El teclado tiene veinte teclas. Ver la figura que aparece debajo para observar los detalles de su organización.



Figura 8-2: TECLADO DE LA MMI

8.3.2 TECLA [CLR]

La tecla [CLR] se utiliza para abortar una secuencia del tablero en progreso (por ejemplo, cuando el usuario necesita corregir un error). Cuando se presiona la tecla [CLR], se pone en blanco toda la pantalla o parte de ella. Si en la pantalla hay información ingresada por el usuario, solo se pondrá en blanco esa información. Por ejemplo, si el usuario está ingresando el valor de una Calibración cuando se presiona la tecla [CLR], sólo se pondrá en blanco la entrada del usuario; el nombre de la calibración permanece en la pantalla. Otro ejemplo es si el usuario está respondiendo a un pedido de Acción, sólo se pondrá en blanco la entrada del usuario; el pedido permanece en la pantalla. Si no hay información ingresada por el usuario en la pantalla, toda la pantalla se pondrá en blanco y el DGP esperará a que se presione una tecla de comando.

Si se está mostrando un mensaje Trip (Disparo), Fail (Falla), o Warn (Advertencia) el usuario debe presionar la tecla [CLR] para poner en blanco el mensaje de error (todas las demás teclas serán ignoradas). Cuando desaparezca el mensaje de error, aparecerá el último mensaje, permitiendo al usuario reingresar la respuesta correcta.

Los datos de la falla se muestran presionando la tecla [CLR] mientras se muestra el mensaje **TRIP**. Sólo se muestra la información indicadora (mensajes de **TRIP**) y la hora de los disparos de las fallas acumuladas. Al presionar [CLR] mientras se muestra el mensaje **TRIP** actual, aparece la hora en que ocurrió. Al presionar [CLR] una vez más, se muestra la información indicadora de la falla anterior. Esto continúa hasta que aparece toda la información acumulada de la falla. En este punto, la pantalla se pone en blanco. Los mensajes de **TRIP** de las fallas registradas se muestran con intensidad normal y sin parpadear; el último mensaje de **TRIP** aparece parpadearando con alta intensidad. Los LEDs indicadores muestran las funciones de protección que operaron para el mensaje de **TRIP** actual.

Para recorrer los valores actuales debe presionarse la tecla [CLR] cuando la pantalla está en blanco (los artículos que se muestran se describen más adelante en el procesamiento de la tecla de comando [INF]). Cada artículo se muestra durante cuatro segundos antes de pasar al siguiente. Después de recorrer todos los artículos, la pantalla se pone en blanco.

Tanto la pantalla de datos de falla como la pantalla de valor actual se detienen con un **TRIP** o presionando una tecla.

8.3.3 TECLA IMPRIMIR [PRT]



La salida de la impresora no está activa en algunos modelos de DGP (ver la guía de selección del modelo).

NOTA

Para los modelos de DGP en los que corresponda, la tecla [PRT] se utiliza para dirigir la información a la impresora en lugar de a la pantalla. Cuando la información se envía a la pantalla, aparecerá sólo un artículo cada vez. Cuando la información se envía a la impresora, se imprimen todos los artículos dentro de una categoría (o, en el caso de las calibraciones, todas las calibraciones). Cuando se presiona la tecla [PRT], se muestran los caracteres PRT.

8.3.4 TECLAS DE FLECHAS

Las teclas de flechas se utilizan para recorrer la lista de categorías dentro de una tecla de Comando ([SET], [INF], [ACT]) o para recorrer la lista de artículos dentro de una categoría. Por ejemplo, al presionar la tecla [INF] aparece el nombre de la primera categoría (por ej. STATUS). Al presionar la tecla [↑] aparece el nombre de la segunda categoría (por ejemplo, FAULT). Cuando se llega a la categoría deseada, presionando la tecla [ENT] se muestra el primer artículo de esa categoría. A partir de ese punto, al presionar la tecla [↑] aparecerá cada uno de los artículos en la categoría.

Mientras que la tecla [↑] recorre hacia delante la lista de categorías o artículos, la tecla [↓] lo hace hacia atrás en la lista. Es decir, el usuario puede regresar al artículo antes mostrado presionando la tecla [↓].

Si el usuario está recorriendo los artículos dentro de una categoría y desea salir de esa categoría, al presionar la tecla comando ([SET], [INF], [ACT]) aparecerá el nombre de la categoría actual. Las teclas de flecha pueden utilizarse entonces para recorrer las categorías.

8.3.5 TECLA [ENT]

La tecla [ENT] se utiliza para ingresar datos o una elección. También se utiliza junto con la tecla [END] para confirmar un cambio de calibración que desea guardarse en la memoria no volátil (ver la descripción de la tecla [END] más adelante).

8.3.6 TECLAS DE ENTRADA DE DATOS (DATA ENTRY)

Las teclas de entrada de datos están formadas por las teclas numéricas y el punto decimal. Estas teclas se utilizan para ingresar datos en el DGP o para seleccionar respuestas a los pedidos de datos. Las teclas numéricas [1/Y] y [3/N] tienen dos significados:

- Si se están ingresando valores numéricos, las teclas [1/Y] y [3/N] se procesan y muestran como 1 y 3.
- Si se está respondiendo a una pregunta YES/NO, la tecla [1/Y] se procesa y se muestra como YES y la tecla [3/N] se procesa y se muestra como NO.

8.3.7 TECLA [END]

La tecla [END] causa dos acciones:

- Se utiliza para indicar que no se realizarán más cambios de calibraciones.
- Se utiliza para finalizar una sesión. Esto significa que, cuando un usuario presiona la tecla [END], la MMI entra en reposo (sin dejar pasar los 15 minutos) y las acciones y calibraciones de comunicación remota se activan si estaban previamente bloqueadas por la MMI.

La secuencia de teclas para indicar el final de los cambios de calibraciones y/o el fin de una sesión es: [END] [ENT]

Cuando el usuario presiona la tecla [END], la pantalla mostrará **HIT ENT TO END** (presionar ENT para finalizar).

Cuando el usuario presiona luego la tecla [ENT], la pantalla muestra **ENDED (finalizado)**.

1. Si no se han ingresado valores de calibración, el DGP no actúa en respuesta a la secuencia de teclas [END]/[ENT] más que para habilitar los artículos de acción previamente bloqueados por la MMI, para permitir que se ejecuten los comandos de las comunicaciones remotas.
2. Si se activó la Prueba de Salida Digital desde la MMI, la secuencia de teclas [END]/[ENT] desactivará la prueba y activará la protección. Esto también fijará el Nivel de Privilegio de la MMI en el Nivel View.
3. Si se cambian las calibraciones, la secuencia de teclas [END]/[ENT] hará que el DGP se reinicie con las nuevas calibraciones y el evento **SETTING CHANGE DONE** (cambio de calibración hecho) se carga en la secuencia de eventos. El DGP entonces verifica si las salidas han sido desactivadas o no han sido desactivadas por el usuario. Si las salidas han sido desactivadas, el LED de estado permanece rojo; si las salidas están activadas y no hay fallas en las prueba automáticas críticas, el LED cambia a verde. El software de protección del DGP se reinicializa para utilizar los nuevos valores de calibración. El mensaje mostrado cambia a **ENDED (finalizado)**. La MMI desbloquea las calibraciones para permitir mostrar la calibración remota y cambiar las calibraciones desde el sistema DGP.

El mensaje **ENDED** desaparece de la pantalla cuando se presiona otra tecla o después de transcurridos 10 segundos. En este último caso, la pantalla permanece en blanco hasta que se presione otra tecla.

8.3.8 TECLA DE CALIBRACIONES [SET]

La tecla [SET] se utiliza para mostrar o cambiar las calibraciones. Ver Tabla 2-1: CALIBRACIONES Y CARACTERÍSTICAS NOMINALES DEL SISTEMA DGP en la página 2-3 para una lista completa de las calibraciones. La figura que aparece a continuación muestra la estructura del menú de la tecla [SET].

El usuario puede recorrer todas las calibraciones dentro de una categoría utilizando las teclas de las flechas. Al presionar la tecla [SET] aparecerá el nombre de la categoría actual. El usuario puede pasar a otra categoría utilizando la tecla de la flecha o ingresando un número de calibración, seguido de la tecla [ENT], para pasar a otra calibración.

Para cambiar una calibración, ésta debe mostrarse primero según se indicó. Las teclas de ingreso de datos se utilizan luego para ingresar un valor nuevo. Cuando se presiona la primera tecla de ingreso de datos, el nombre abreviado permanece en la pantalla, pero el valor se borra y aparecen dos puntos (:) parpadeantes en lugar del signo igual (=). Cada tecla de ingreso de datos se muestra a medida que se presiona, con una intensidad menor, y los dos puntos (:) siguen parpadeando. Existen algunas calibraciones que representan lógicamente un estado más que un número (es decir, YES/NO). Para estas calibraciones, se utilizan las teclas [1/Y] y [3/N] para indicar el estado ([1/Y] = YES/SÍ y [3/N] = NO) y aparecen las palabras YES/SÍ o NO. Después de ingresar el último dígito y de presionar la tecla [ENT], los dos puntos (:) parpadeantes son reemplazados por un signo igual (=), el valor se muestra con intensidad normal, y el DGP almacena el nuevo valor. Si la tecla [PRT], la tecla [CLR], las teclas de flechas o cualquier tecla de comando se presiona en lugar de [ENT], el nuevo valor no se almacena y se retiene el valor anterior.

 **Es importante tener en cuenta que tan pronto como se ingresa cualquier valor, el sistema DGP no detiene sus actividades de protección. Las calibraciones se almacenan en un buffer temporal hasta que el usuario presiona la secuencia de teclas [END] [ENT]. Esto ocasiona una transferencia de calibraciones desde el buffer al EEPROM y la reinicialización de la protección. Si no se ejecuta la secuencia [END] [ENT] y se permite que el DGP agote el tiempo, todas las calibraciones almacenadas temporalmente se perderán.**

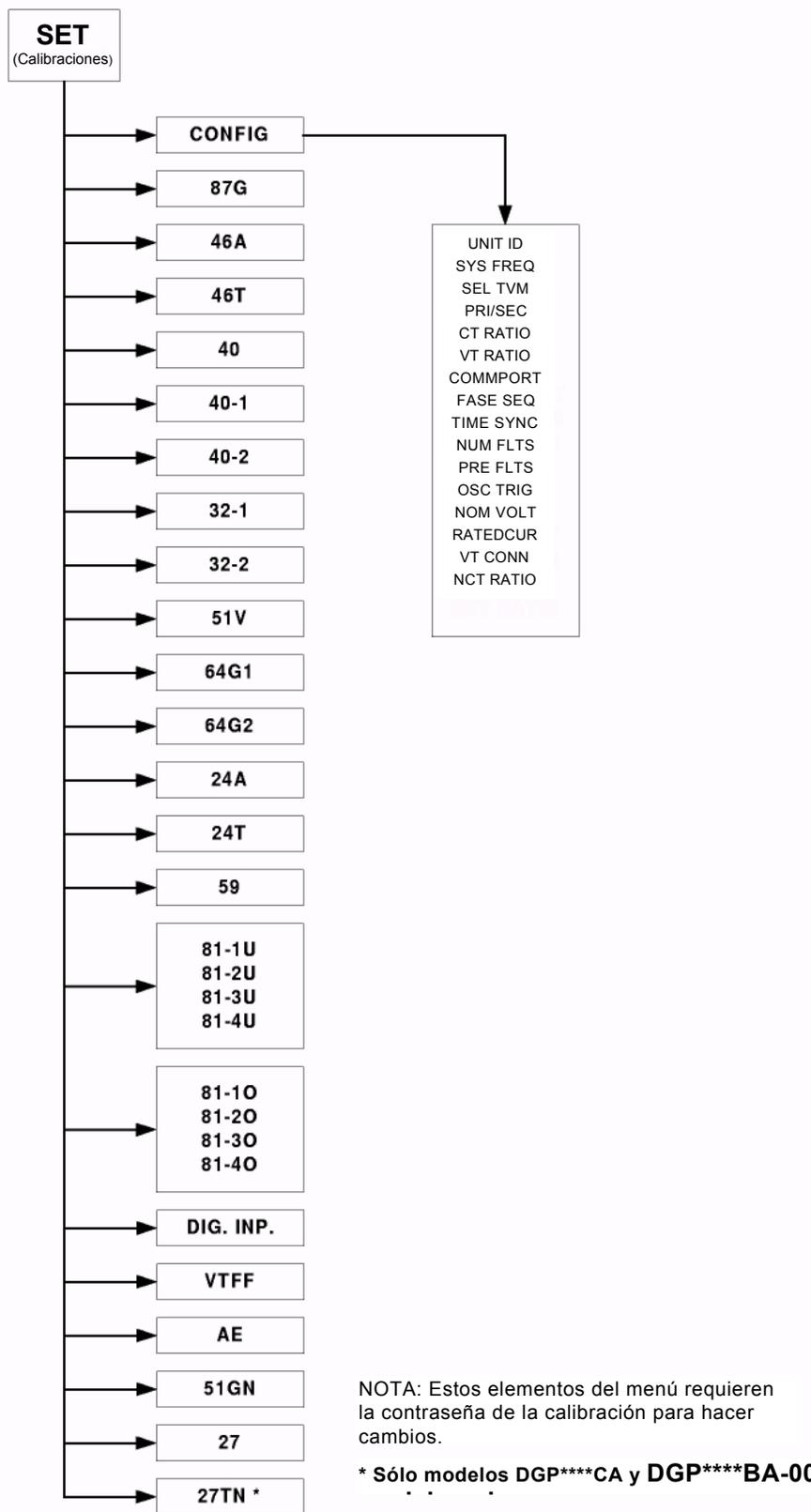


Figura 8-3: ESTRUCTURA DEL MENÚ DE LA TECLA [SET]

8.3.9 TECLA DE ACCIONES [ACT]

La tecla [ACT] se utiliza para realizar acciones. Las categorías de las acciones pueden recorrerse utilizando las teclas de las flechas. Las 11 acciones posibles se indican abajo. Los nombres de las acciones se muestran entre paréntesis. Por conveniencia, a cada categoría se le ha asignado también un número de modo que pueda accederse directamente a la acción. La secuencia de teclas para seleccionar las acciones es: [ACT] n [ENT], en donde n es la categoría de la acción que se muestra a continuación:

$n =$	1: Desactivar salidas	(DISABLE)
	2: Activar salidas	(ENABLE)
	3: Disparo	(TRIP)
	4: Reinicializar	(RESET)
	5: Ingresar Fecha y hora	(DATE/TIME)
	6: Prueba del relé	(RELAY TEST)
	7: Prueba de la MMI	(MMI TEST)
	8: Arreglar calibraciones CRC	(COMPUTE CRC)
	9: Ingresar contraseñas	(ENTER PASSWORD)
	10: Cambiar contraseña	(CHANGE PASSWORD)
	11: Prueba salida digital	(DIG OUTPUT TEST)

Debe advertirse que n es opcional; si se omite, la categoría de la acción 1 se asume. Cuando el usuario presiona la tecla [ENT] después del nombre de la categoría de la acción mostrada, aparece el primer artículo o pregunta de dicha categoría. Si la categoría contiene una lista de artículos, el usuario puede recorrer los artículos con las teclas de las flechas. La Figura 8-4: [ACT] ESTRUCTURA DEL MENÚ DE LAS TECLAS en la página 8-11 se muestra la estructura del menú de la tecla [ACT].

1. DESACTIVAR SALIDAS

Esta categoría se utiliza para que el DGP no energice ninguno de los canales de Salida Digital. Esto incluye las cuatro salidas de Disparo, y salida de VTFF. Después de presionar la tecla [ENT], la pantalla realiza el pedido mediante el mensaje **DIS OUTPUTS?**. El usuario presiona la tecla [3/N] para **NO** o [1/Y] para **YES** (Sí) seguida de la tecla [ENT]. Si el usuario responde **NO**, aparece el mensaje **CANCELLED** y no ocurre acción alguna en el DGP. Si el usuario responde **YES** (Sí), la acción se ejecuta y aparece el mensaje **OUTPUTS DISABLED**, el LED de estado se torna rojo, y el evento LOCAL - DISABLE OUTPUTS se registra en la secuencia de eventos.

2. ACTIVAR SALIDAS

Esta categoría permite al DGP energizar todos los canales de Salida Digital. Después de presionar la tecla [ENT], la pantalla realiza el pedido con el mensaje **EN OUTPUTS?**. El usuario presiona [3/N] para **NO** o [1/Y] para **YES** (Sí) seguido de la tecla [ENT]. Si el usuario responde **NO**, se muestra el mensaje **CANCELLED** y no ocurre acción alguna en el DGP. Si el usuario responde **YES** (Sí), la acción se ejecuta y aparece el mensaje **OUTPUTS ENABLED**, el LED de estado se torna verde, y el evento LOCAL - ENABLE OUTPUTS se registra.

3. DISPARO (TRIP)

Esta categoría se utiliza para operar manualmente cualquiera de los cuatro relés de salida de disparo.

Cuando se presiona la tecla [ENT], la pantalla solicita los datos con el mensaje **WHICH RLY?**. Se ingresa el número de la salida de disparo deseada y se presiona la tecla [ENT]. El número para cada contacto de disparo se muestra en la siguiente tabla:

Entrada #	Contacto de disparo
0	94G
1	94G1
2	94G2
3	94G3

La pantalla muestra entonces el mensaje **TRIP xxxx?** (en donde **xxxx** es el nombre del Contacto del Disparo). El usuario presiona [3/N] para **NO** o [1/Y] para **YES/SÍ** seguida de la tecla [ENT]. Si el usuario responde **NO**, aparece el mensaje **CANCELLED** y no ocurre acción alguna en el DGP. Si el usuario responde **YES (SÍ)**, la acción se ejecuta, aparece el mensaje **xxxx TRIPPED** en la pantalla y se registra el evento LOCAL - MANUAL TRIP.

4. REINICIALIZACIÓN (RESET)

Esta categoría se utiliza para borrar las diversas piezas de información almacenadas en la memoria del DGP. La siguiente información puede borrarse.

FAULT REPORTS (INFORMES DE FALLAS)

SEQUENCE OF EVENTS (SECUENCIA DE EVENTOS)

Cuando se presiona la tecla [ENT], el DGP muestra el mensaje **RST WHAT?**. El usuario ingresa 0 para borrar los INFORMES DE FALLAS o 1 para borrar la SECUENCIA DE EVENTOS seguida por la tecla [ENT]. La pantalla luego solicita **RST FLT RPT?** o **RST SOE?**. El usuario presiona [3/N] para **NO** o [1/Y] para **YES (SÍ)** seguido de la tecla [ENT]. Si el usuario responde **NO**, el mensaje **CANCELLED** aparece y no ocurre acción alguna en el DGP. Si el usuario responde **YES (SÍ)**, la acción se ejecuta y aparece el mensaje **FLT RPT RESET** o **SOE RESET**.

5. FECHA/HORA

Esta categoría se utiliza para mostrar o cambiar la fecha y/u hora almacenadas en el DGP. Cuando se presiona la tecla [ENT], aparece **DATE: mm/dd/yy (FECHA: mes/día/año)**. Para cambiar la fecha, ingresar 6 dígitos con el teclado numérico correspondiente al mes/día/año y presionar la tecla [ENT]. Si el usuario presiona cualquier otra tecla que no sea [ENT], o si los dígitos no expresan una fecha válida, se retendrá la fecha anterior y aparecerá el mensaje de error.

8



Después de un encendido inicial o de una pérdida de energía que exceda las 24 horas, la hora y fecha volverán a 00:00:00 01/01/90. Todos los datos de eventos y fallas se reinicializarán.

NOTA

Si se presiona la tecla [↑] después de ver o cambiar la fecha, aparece **TIME: hh:mm:ss (HORA: horas/minutos/segundos)**. Para cambiar la hora, ingresar 6 dígitos seguidos de la tecla [ENT]. Si el usuario presiona cualquier otra tecla que no sea [ENT], o si los dígitos no expresan una hora válida, se retendrá la hora anterior y aparecerá el mensaje de error.

6. PRUEBA DEL RELÉ

Esta categoría prueba las funciones del relé del sistema DGP. Si se presiona la tecla [ENT] y el DGP ya se encuentra en Modo de Prueba, aparecerá la selección actual del Modo de Prueba. Cuando no se está en Modo de Prueba, aparecerá el primer artículo, **END TEST MODE (finalizar modo de prueba)**. El usuario puede entonces seleccionar o cancelar una prueba utilizando las teclas [↑] y [↓] seguidas de la tecla [ENT]. La prueba mostrada se selecciona para ser ejecutada presionando la tecla [ENT]. Una vez seleccionada la prueba, aparecerá la palabra **ON** y la captación de la función seleccionada dará como resultado la salida del contacto DOR12. El disparo de la función seleccionada dará como resultado la salida del contacto DOR13. El usuario podrá monitorear sólo una función cada vez. Cada función de prueba puede seleccionarse recorriendo el menú o ingresando el número de prueba y presionando [ENT].

Para retirar al DGP del modo de prueba, el usuario puede presionar las teclas de flecha hasta que aparezca **END TEST MODE**, luego presionar la tecla [ENT], o presionar la tecla [1/Y] seguida de la tecla [ENT] dos veces. En cualquiera de los casos, la función seleccionada dejará de ser monitoreada.

7. PRUEBA DE LA MMI

Esta selección se utiliza para probar la pantalla, el teclado, los LED de estado, los LED indicadores y la impresora. Si se presiona la tecla [ENT], se ilumina el lado izquierdo de 8 caracteres de la pantalla, permitiendo al usuario verificar que todos los segmentos del LED están funcionando. El lado derecho de 8 caracteres de la pantalla pregunta **NEXT?**. Si el usuario presiona [3/N] seguido de [ENT], la siguiente prueba (verificar el lado derecho de la pantalla de 8 caracteres) será pasado por alto. Si el usuario presiona [1/Y] seguido de [ENT], se enciende el lado derecho de 8 caracteres de la pantalla, permitiendo al usuario verificar que todos los segmentos de LEDs están funcionando.

El lado izquierdo de 8 caracteres de la pantalla luego pregunta **LED TST?**. Si el usuario presiona [3/N] seguida de [ENT], la prueba de los LEDs se pasa por alto. Si el usuario presiona [1/Y] seguido de [ENT], se probarán los LEDs. Si el LED verde está encendido, se apagará y se encenderá el LED rojo. Si está encendido el LED rojo, se apagará y se encenderá el verde. Los LEDs indicadores parpadearán 4 veces y luego se encenderá cada uno individualmente. Una vez finalizada la prueba, los LEDs volverán a su estado original.

La pantalla entonces pregunta **KEYBRD TEST?**. Si el usuario presiona [3/N] seguida de [ENT], la prueba del teclado se pasa por alto. Si el usuario presiona [1/Y] seguida de [ENT], se inicia la prueba del teclado. Primero se pone en blanco la pantalla y luego se espera que el usuario presione las teclas del teclado. En la pantalla aparecen reflejados los mnemónicos de cada tecla, verificando así que cada tecla ha sido correctamente detectada. La tecla [CLR] finaliza la prueba del teclado.

Una vez finalizada la prueba del teclado (o si el usuario la ha pasado por alto), la pantalla pregunta **PRINTER TEST?**. Si el usuario presiona [3/N] seguida de [ENT], la prueba de la impresora se pasa por alto y finaliza la prueba de la MMI. Si el usuario presiona [1/Y] seguida de [ENT], se prueba la impresora para los modelos de DGP que correspondan. Los patrones con caracteres todos imprimibles se imprimen en todas las columnas posibles.

8. REPARACIÓN DE LAS CALIBRACIONES CRC

Esta categoría vuelve a calcular CRC (verificación de redundancia cíclica) de las calibraciones en la memoria no volátil. Esta categoría se utiliza después de que el DGP ha informado una falla EEPROM, indicando que las calibraciones almacenadas no coinciden con su código de CRC. **Cuando se utiliza este comando, resulta imperativo que el usuario VERIFIQUE TODAS LAS CALIBRACIONES EN EL SISTEMA DGP para asegurarse que cada calibración aún sigue siendo correcta, antes de ejecutar la secuencia de teclas [END]/[ENT] para retomar la protección.**

Después de presionar la tecla [ENT], la pantalla muestra el mensaje **RECALC CRC?**. Si el usuario presiona la tecla [3/N], aparece el mensaje **CANCELLED** y no se ejecuta acción alguna, si el usuario presiona la tecla [1/Y], se ejecutan dos verificaciones: 1) el nivel de privilegio debe ser el nivel de Calibración o Control, y 2) la Comunicación no debe estar en proceso de cambio de calibraciones. Si las pruebas fallan, se muestra un mensaje de error. Si se aprueba la verificación, entonces se vuelve a calcular el código de CRC de la calibración, aparece el mensaje **CHECK SETTINGS** y se carga el evento LOCAL - SETTINGS CHANGE DONE en la secuencia de eventos.

Una vez calculado el código de CRC de la calibración y que SE HA EXAMINADO CADA UNA DE LAS CALIBRACIONES DEL DGP, se ingresa la secuencia de teclas [END] [ENT] para retomar la protección.

9. INGRESAR LA CONTRASEÑA

Esta categoría se utiliza para ingresar la contraseña de la MMI que activa una de las dos áreas de entrada:

- La primera área de entrada permite al usuario cambiar las calibraciones (Nivel de calibraciones).
- La segunda área de entrada permite al usuario acceder a las acciones de control (Nivel de control).

El nivel de privilegio revierte al Nivel de View cuando la MMI está en reposo, ya sea usando la tecla [END] o si la MMI agota el tiempo (15 minutos). Cuando el nivel de privilegio es View, los valores pueden verse pero no cambiarse.

Una vez presionada la tecla [ENT], la pantalla muestra al usuario el mensaje **ENTER PASSWORD (ingresar contraseña)**. El usuario responde presionando las teclas de los dígitos que representan la contraseña. Los dígitos se representan con un asterisco (*). El usuario presiona entonces la tecla [ENT], que muestra la palabra **SELECTED** si la contraseña es válida o **REQUEST INVALID** si no lo es. El privilegio de la MMI se establece en el nivel asociado a la contraseña seleccionada.

10. CAMBIAR LA CONTRASEÑA

Esta categoría se utiliza para cambiar la contraseña actual. Una contraseña se hace efectiva mediante la selección de **Enter Password** en esta categoría.

Después de presionar la tecla [ENT], la pantalla solicita la nueva contraseña con el mensaje **NEW PASSWORD**. El usuario presiona las teclas de los dígitos que representan a la nueva contraseña. Para mayor seguridad, los dígitos se reproducen con un asterisco en la pantalla (*). El usuario presiona luego la tecla [ENT] y aparece el mensaje **REPEAT (repetir)**. La nueva contraseña debe ingresarse nuevamente seguida de la tecla [ENT]. Si las dos contraseñas ingresadas coinciden, entonces aparece el mensaje **CHANGED** indicando que ha sido cambiada. Si no coinciden, entonces aparece el mensaje **NOT CHANGED**, indicando que no ha sido cambiada y sigue seleccionada la contraseña anterior.

11. PRUEBA DE SALIDA DIGITAL

Esta categoría se utiliza para las salidas digitales de prueba del sistema DGP.

Después de presionada la tecla [ENT], la pantalla mostrará el primer artículo del menú, **END TEST MODE**. El usuario puede seleccionar entonces una prueba del menú utilizando las teclas de las flechas seguidas de la tecla [ENT].



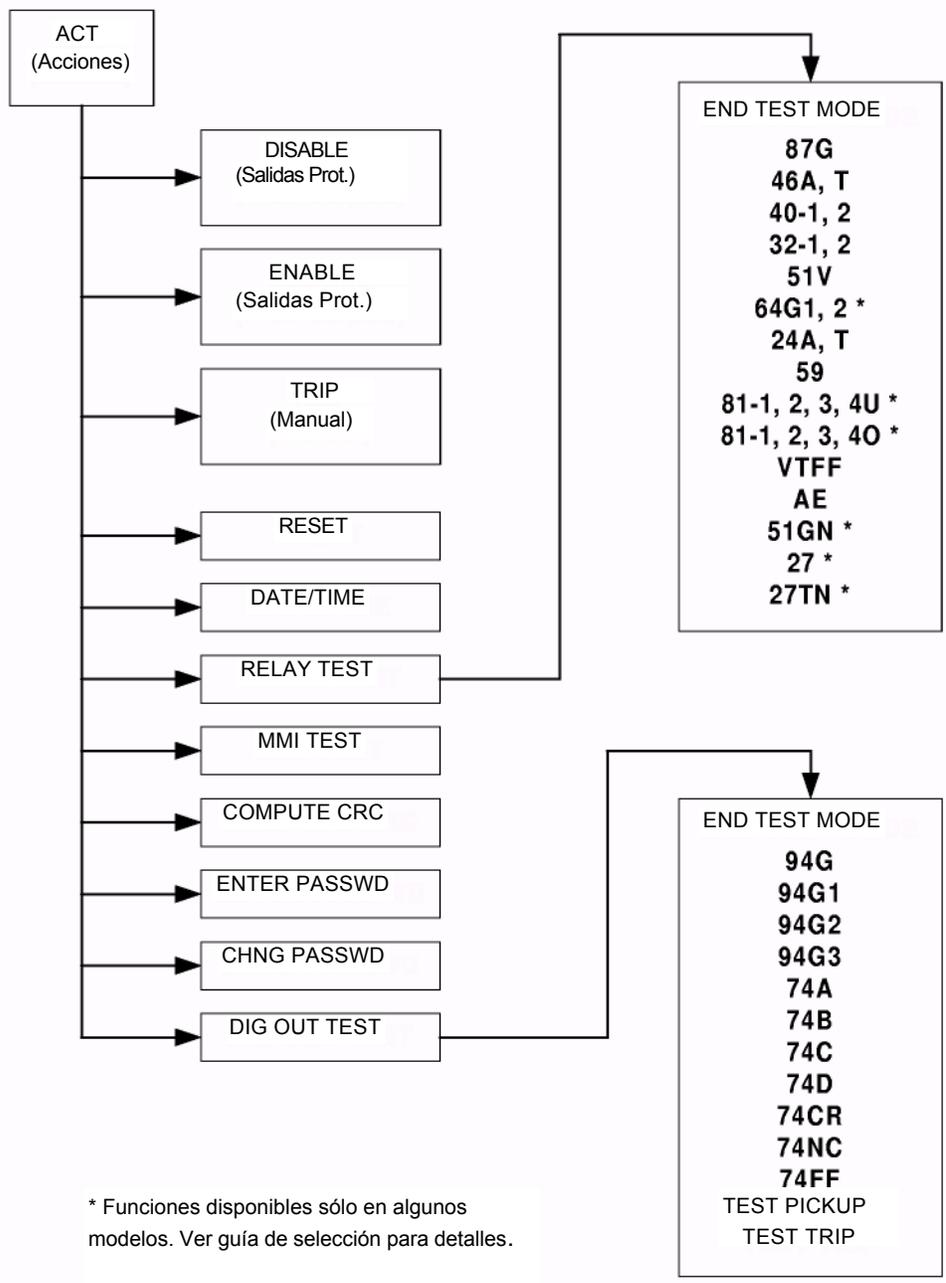
En este punto el nivel de privilegio debe ser nivel de Control. Si el nivel de privilegio es incorrecto, entonces se mostrará un mensaje de error y no se realizará la prueba.

NOTA

Si las salidas están activadas, el usuario debe especificar si desea desactivar la protección. Aparecerá el mensaje **DISABLE PROT?**. El usuario presiona [1/Y] para **YES/SÍ** o [3/N] para **NO** seguidas de [ENT]. Si el usuario indica **NO**, entonces aparece el mensaje **CANCELLED (cancelado)** y se detiene la selección. Si el usuario indica **YES/SÍ**, entonces volverá a aparecer el nombre de la prueba. La palabra **ON** también se mostrará a la derecha de ambos caracteres de la pantalla y se ejecutará la prueba.

Para detener la prueba de la salida digital y volver a activar la protección, presionar las teclas de las flechas hasta que aparezca **END TEST MODE**, luego presionar la tecla [ENT]. La prueba también puede detenerse presionando la secuencia de teclas [END] [ENT], que finaliza la sesión del DGP.

Las pruebas disponibles de salida digital se muestran en la Figura 8: ESTRUCTURA DEL MENÚ DE LA TECLA [ACT] en la página 8-11.



NOTA: Los artículos del menú anterior (salvo TIME/DATE) requieren una contraseña de Acción (Action) para iniciar la acción. La reinicialización de TIME/DATE requiere una contraseña de Calibración.

Figura 8-4: ESTRUCTURA DEL MENÚ DE LA TECLA [ACT]

8.3.10 TECLA DE INFORMACIÓN [INF]

La tecla [INF] se utiliza para solicitar información. Las 8 categorías de información se indican a continuación. Los nombres que se muestran en la MMI están entre paréntesis. Las categorías pueden recorrerse con las teclas de las flechas. Sin embargo, por resultar más conveniente, cada categoría tiene también asignado un número, de modo que el usuario pueda acceder a la categoría directamente.

La secuencia de teclas para solicitar información es: [INF] n [ENT], en donde n es la categoría de información que se indica a continuación:

$n =$	1: Información del estado	(STATUS)
	2: Información de la Falla	(FAULT)
	3: Valores Presentes	(VALUES)
	4: Eventos	(EVENTS)
	5: Contraseña	(PASSWORD)
	6: Modelo	(MODEL)
	7: Identificación de la estación	(STATION ID)
	8: Identificación del generador	(GENERATOR ID)

Si se omite el número de categoría de información opcional, se toma la Categoría 1 (Información del estado). Ver Figura 8-5: ESTRUCTURA DEL MENÚ DE LA TECLA [INF] en la página 8-14 para más detalles.

1. SOLICITUD DE ESTADO DEL DGP

Esta categoría se utiliza para mostrar el estado actual del sistema DGP.

Si se presiona la tecla [ENT], el primer artículo que se muestra es el estado general del sistema DGP. Si el DGP está operando correctamente y protegiendo al generador, la pantalla dice **STATUS: OK**. Si existe una falla crítica, la pantalla indica **STATUS: FAIL**. En caso de haber una falla no crítica, la pantalla indica **STATUS: WARN**. Si el hardware del DGP está operando correctamente, puede haber un estado misceláneo, que se indica como **STATUS: MISC**. El orden anterior representa la jerarquía en la que se muestra el estado general. Por ejemplo, si hay una alarma crítica y una alarma no crítica, la pantalla dirá **STATUS: FAIL** indicando la alarma crítica.

El usuario puede usar las teclas de las flechas para obtener más información acerca de si el estado se refiere a una falla crítica, no crítica o de falta de protección del generador.

2. SOLICITUD DE INFORMACIÓN SOBRE LA FALLA

Esta categoría se utiliza para mostrar (o imprimir en los modelos en que corresponda) la información asociada a cualquiera de las últimas tres fallas que ha almacenado el sistema DGP.

8

Cuando se presiona [ENT], la pantalla muestra el mensaje **FAULT #?** solicitando el número de falla. El usuario presiona un dígito (1 a 3) seguido de la tecla [ENT] (en donde 1 = falla más reciente, 2 = segunda falla más reciente, etc.). Si no hay disponible información válida sobre la falla, aparecerá el mensaje **NO FAULT DATA**. Si el usuario presiona un número que no está entre 1 y 3, aparecerá un mensaje de error.

El primer artículo de la falla elegida se muestra como **DATE (fecha): xx/xx/xx**. Presionando repetidamente la tecla [↑] se invocan las siguientes pantallas:

- DATE (fecha): xx/xx/xx**
- TIME(hora): xx:xx:xx**
- OP TIME (tiempo de operación): xx** (tiempo en rms)
- FAULT TYPE (tipo de falla): xxx** (ejemplos: ABC,AB,AC)
- TRIP TYPE (tipo de disparo) : xxx** (ver lista a continuación)

**NOTA**

OP TIME es la diferencia de tiempo entre cualquier captación de una función de protección y cualquier disparo de una función de protección, siempre que todas las funciones de protección no se desconecten simultáneamente. El contador del **OP TIME** se reinicializará si todas las funciones de protección se reinician al mismo tiempo.

Un informe más detallado de las fallas puede obtenerse utilizando GE-Link. Ver el Capítulo 10: SOFTWARE para más detalles. Las abreviaturas para los tipos de disparo y activación son las siguientes:

87G	40-1	51V	24!	81-1O	81-211	51GN	DI3
46A	40-2	64G1	24T	81-2O	VTFF	27	DI4
46T	32-1	24A	59	81-111	AE	27TN	

3. SOLICITUD DE VALORES ACTUALES

Esta categoría muestra los valores analógicos actuales y el estado de las entradas de contacto monitoreadas por el DGP.

Si se presiona la tecla [ENT], el primer artículo que aparece es **IAS = xxx.xx**. Presionando la tecla [↑] aparece **ANGLE IAS = xxx.xx**, etc. Al seguir presionando la tecla [↑] aparecerán las cantidades que se muestran en la Figura 8-5: ESTRUCTURA DEL MENÚ DE LA TECLA [INF] en la página 8-14.

Los valores se actualizan periódicamente mientras están en la pantalla.

4. SOLICITUD DE EVENTOS

Esta categoría se utiliza para imprimir la información de la Secuencia de Eventos en los modelos de DGP correspondientes.

5. VISUALIZACIÓN DE LA CONTRASEÑA

Esta categoría se utiliza para ver las contraseñas de comunicación remota en forma encriptada.

Si el usuario presiona la tecla [ENT], se verifica que la comunicación no esté en proceso de cambiar las contraseñas. Si la verificación falla, entonces se muestra un mensaje de error y la acción no se ejecuta. Si se aprueba la verificación, entonces aparece la palabra **VIEW**. Al presionar la tecla [↑] se muestra la contraseña del nivel de Calibración; finalmente la palabra **CONTROL**, seguida de la contraseña del nivel de Control y nuevamente la palabra **VIEW**. Todas las contraseñas se muestran encriptadas. Ver la Tabla 8-2: TABLA DE CLAVES DE ENCRIPCIÓN DE CONTRASEÑAS en la página 8-17 para obtener más detalles sobre la encriptación.

6. SOLICITUD DE MODELO/VERSIÓN DE DGP

Esta categoría se utiliza para mostrar el número de modelo del DGP y el número de versión del PROM.

Si el usuario presiona la tecla [ENT], el número de modelo se muestra como **MD:DGPxxxxxxxx**. Al presionar la tecla [t] aparecerá el número de versión PROM como **VER:Vxxxxxxxx**.

7. ID de la ESTACIÓN

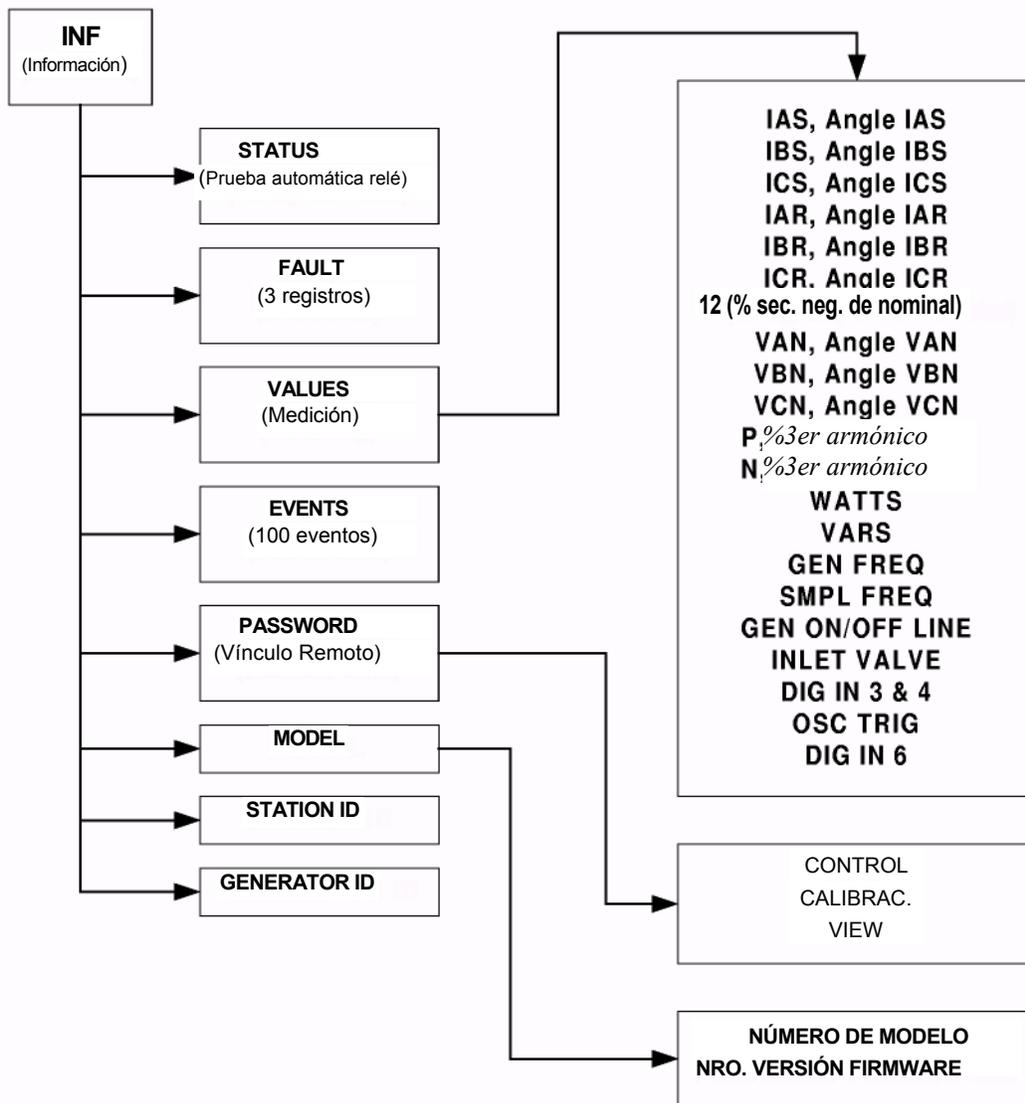
Esta categoría se utiliza para visualizar la cadena de identificación de la estación de 32 caracteres descargada por el vínculo de comunicación. La ID de la Estación está incluida en todos los informes del sistema vía el GE-Link. Ver el Capítulo 10: SOFTWARE GE-LINK SOFTWARE para más detalles.

Si se presiona la tecla [ENT], aparece la primera ID de la estación de 16 caracteres. Al presionar las teclas [t] o [i] aparecen los siguientes 16 caracteres de la ID de la estación.

8. ID del GENERADOR

Esta categoría se utiliza para visualizar la cadena de identificación del Generador de 32 caracteres descargada por las comunicaciones remotas. La ID del Generador está incluida en todos los informes del sistema vía el GE-Link. Ver el Capítulo 10: SOFTWARE GE-LINK SOFTWARE para más detalles.

Si el usuario presiona la tecla [ENT], aparecen los primeros 16 caracteres de la ID del generador. Al presionar las teclas [↑] o [↓] aparecen los siguientes 16 caracteres de la ID del Generador.

**NOTAS:**

1. Las corrientes, tensiones, vatios y vars son valores de RMS primarios o secundarios según seleccione el usuario.
2. Las tensiones son fase-tierra o fase-fase según las conexiones del VT en estrella o en triángulo, respectivamente.
3. Los ángulos de fase van desde 0° a 180° (avance) o -1° a -179° (atraso) referidos a la tensión de la fase A o AB, según las conexiones del VT en estrella o en triángulo. La tensión de referencia debe estar presente para que esta función opere.
4. $I_2 = \frac{\text{Corriente de secuencia negativa} \times 100}{\text{Corriente nominal}}$
5. El tercer armónico que se muestra es un porcentaje de la tensión fundamental en la terminal. Sin embargo, los modelos de DGP con función 27TN muestran el tercer armónico en voltios.
6. Los vatios y vars se muestran automáticamente con el prefijo K para Kilo y M para mega según sea necesario.

Figura 8-5: ESTRUCTURA DEL MENÚ DE LA TECLA [INF]

8.4.1 DESCRIPCIÓN

Si el usuario ingresa una respuesta incorrecta (datos o elección), se muestra un mensaje de error. Ver la tabla que aparece a continuación con la lista de los mensajes de error.

Si un código de CRC de calibraciones se corrompe, ciertas funciones de la MMI no estarán disponibles. Cada vez que ocurra un error, el usuario no podrá cambiar ninguna calibración (a pesar de que aún puedan verse). Si el error ocurre durante la puesta en marcha, el usuario no podrá ejecutar ninguno de los comandos de Acción salvo recalcular el CRC. Una vez recalculado el CRC con el comando **COMPUTE CRC**, el usuario podrá ejecutar los comandos de Acción y cambiar las calibraciones.

El código CRC es un valor de verificación de redundancia cíclico almacenado en la memoria. Se crea automáticamente cada vez que se cambia una calibración. Este código de CRC habilita la prueba automática del EEPROM para verificar la integridad del área de las calibraciones en EEPROM.

Tabla 8-1: MENSAJES DE ERROR DE LA MMI

MENSAJE DE ERROR	CAUSA DEL ERROR
VAL OUT OF RANGE	Valor de la calibración mayor que el límite superior o menor que el límite inferior.
SETT NUM INVALID	Número de calibración no válido.
Y/N NOT ENTERED	Valor de calibración o respuesta a un pedido debía ser YES/SI o NO pero no se ingresó la tecla [1/Y] o [3/N].
REQUEST INVALID	<p>Cualquier tecla no válida durante una secuencia de teclas. Algunos ejemplos son:</p> <p>CATEGORÍA NO VÁLIDA/CATEGORY INVALID: Número de categoría erróneo ingresado para una acción o información.</p> <p>FECHA NO VÁLIDA/DATE INVALID: El día, mes y/o año no son válidos.</p> <p>HORA NO VÁLIDA/TIME INVALID: L hora, minutos, y/o segundos no son válidos.</p> <p>NÚMERO DE FALLA NO VÁLIDO/FAULT # INVALID: Número de falla mayor que el número de fallas seleccionadas o se ingresó 0..</p> <p>ACCIÓN VÍNCULO REMOTO/REMOTE LINK ACT: El vínculo de comunicaciones remotas está en uso para acciones o calibraciones, los cambios locales de calibración y las acciones no pueden ejecutarse.</p> <p>ERROR TECLA MMI/MMI KEY ERROR: La MMI recibió una código de tecla inválido desde le teclado. (Error de hardware)</p> <p>ACCIÓN NO VÁLIDA AHORA/ACT INVALID NOW: La acción actual que el usuario intenta realizar no es válida porque el código de CRC de la calibración está en error.</p>

8.5.1 DESCRIPCIÓN

Existen dos grupos de contraseñas: MMI y Comunicaciones. Estas contraseñas son necesarias para realizar ciertas operaciones con el DGP. La contraseña para las Acciones o Calibraciones se ingresa seleccionando la acción **ENTER PASSWD** e ingresando la contraseña una vez solicitada (ver la sección referida a la tecla [ACT]). Si no se realiza una acción o cambio de calibración durante 15 minutos, los privilegios de la contraseña se desactivan. Las calibraciones y las acciones pueden verse en cualquier momento pero sólo pueden cambiarse si está activa la contraseña para dicha función. Ver la sección referida a la tecla [ACT] para obtener información adicional.

Existen dos contraseñas de la MMI, una para acceder a las acciones y otra para acceder a las Calibraciones en el teclado. Estas contraseñas están limitadas a los dígitos numéricos del teclado. Las contraseñas MMI son diferentes de las contraseñas de comunicaciones, que son para ingresar al relé, para cambios remotos de calibraciones, y para realizar acciones remotas. Las contraseñas de comunicaciones pueden contener cualquiera de los caracteres alfanuméricos permitidos en la Tabla 8-2: TABLA DE TECLAS PARA ENCRIPITAR CONTRASEÑAS. Los 5 tipos de contraseñas se indican a continuación con sus valores por omisión de fábrica:

Contraseñas MMI	Por omisión de fábrica
Acciones	5678.
Cambios de calibración	1234.
Contraseñas de comunicaciones	Por omisión de fábrica
Acciones	CTRL!
Cambios de calibración	SETT!
Sólo visualizar información	VIEW!



El usuario DEBE CAMBIAR todas las contraseñas de fábrica por omisión antes de poder usarlas eficazmente.

NOTA

Las contraseñas de las comunicaciones sólo pueden verse utilizando la tecla [INF] y las contraseñas de la MMI sólo pueden verse desde el menú **Information** en el GE-Link. Todas las contraseñas se muestran codificadas. Utilizar la tabla que aparece a continuación para descodificarlas.

8.5.2 TABLA DE CONVERSIÓN DE CONTRASEÑAS ENCRIPADAS

Tabla 8–2: TABLA DE CLAVES PARA ENCRIPAR CONTRASEÑAS

Mostrado	Descodificado	Mostrado	Descodificado	Mostrado	Descodificado
(espacio)	P	8	B	M	7
!	T	8	F	P	(espacio)
"	X	:	J	Q	\$
\$	Q	;	N	R	(
%	U	<	C	S	,
&	Y	=	G	T	!
(R	>	K	U	%
)	V	?	O	V)
*	Z	@	0	W	-
,	S	A	4	X	"
-	W	B	8	Y	&
1	D	D	1	Z	*
2	H	E	5	[.
3	L	F	9	\	#
4	A	H	2]	'
5	E	I	6	^	+
6	I	L	3	-	/
7	M				

9.1.1 PUENTES DE HARDWARE

En el módulo MMI existen dos puentes de hardware instalados en fábrica, calibrados para inhibir la capacidad de realizar la función de Disparo Manual Remoto, la función de Cambio Remoto de Calibraciones, la función de Deshabilitación Remota de Salidas y la función de Habilitación Remota de Salidas. Estos puentes de hardware se deben eliminar para habilitar las funciones remotas antes mencionadas (ver Figura 3-4: MÓDULO DE LA MMI DEL DGP en la página 3-5 para más detalles).

9.1.2 CONEXIONES DE MÓDEM Y CALIBRACIONES

Cuando se establece una comunicación entre el DGP y una PC remota, se necesitan dos módems conectados vía una línea telefónica. Un módem está ubicado en el DGP y el otro en la PC. En la Figura 9-1: CABLEADO DE COMUNICACIONES DEL DGP en la página 9-3 se observa el cable que conecta los módems con el DGP y la PC. Cada uno de estos módems debe ser "compatible con Hayes". Esto es necesario ya que el software de comunicaciones GE-Link emite una cadena de comando compatible con Hayes al módem de la PC. El DGP no envía ningún comando de configuración a su módem. El módem del DGP y el módem de la PC deben estar configurados de manera única para que el usuario pueda registrarse y comunicarse con el sistema de DGP con el GE-Link.

Las calibraciones de configuración requeridas se presentan como cambios a la configuración por omisión en fábrica para el Hayes SmartMódem. Estas calibraciones por omisión son:

B1	P	YO	&K3	&SO	S7=30	811=95	S26=1
E1	QO	&CO	&LO	&T4	S8=2	812=50	S36=1
L2	V1	&DO	&PO	&XO	S9=6	S18=0	S37=0
M1	WO	&GO	&Q5	S0=0	810=14	S25=5	838=20
N1	X4	&JO	&RO	S6=2			

Otros módems compatibles con Hayes pueden implementar un subconjunto del conjunto total de comandos de Hayes. Es responsabilidad del usuario determinar los comandos exactos aceptados por un módem en particular. La sintaxis adecuada para entrar los comandos compatibles con Hayes (a menudo llamados conjunto de comandos "AT") no se describe en el presente documento. Refiérase a la documentación del módem para una explicación sobre esta sintaxis.

9.1.3 MÓDEM DE PC

El módem de la PC debe estar configurado para la operación inteligente (es decir, con el comando de reconocimiento habilitado). Las calibraciones por omisión enumeradas anteriormente son válidas para el GE-Link. Los elementos de programación cambian las calibraciones de configuración críticas para la operación del GE-Link. Los comandos de configuración enviados al módem desde el GE-Link son:

```
+++ (fijar el módem en modo comando)
(retrasar 2 segundos)
ATEOL3QOS7=60VOX4YO (ver explicación abajo)
```

Explicación del comando:

AT	Comando de atención del módem
EO	Desactivar eco del estado del comando
LO	Volumen bajo de altavoz
QO	Módem devuelve códigos de resultado
VO	Códigos de resultado devueltos en forma numérica
X4	Habilita características representadas por códigos de resultado
YO	Desactiva desconexión espacio largo
S7=60	Permite que el módem desconecte si no se realiza la conexión en 60 segundos

El módem puede no operar correctamente si los comandos anteriores no son programables. Además de los ajustes de configuración ya requeridos, se sugiere que se realicen otras dos calibraciones. Éstas son:

- &D3 Hace que el módem se reajuste en la transición ENCENDIDO a APAGADO de DTR (Terminal de Datos Lista)
- &C1 Hace que el DCD (Detector de Portador de Datos) rastree la señal recibida del portador

El módem operará correctamente sin realizar estos dos ajustes, pero no colgará si se pierde la señal apropiada de protocolo de enlace.

Una calibración del GE-Link establece la velocidad de transmisión de baudios, que debe ser igual a la velocidad configurada en el DGP. El GE-Link fija entonces el puerto en serie de la PC (es decir: COM1, COM2) a la velocidad de baudios adecuada, paridad, bits de datos y bits de parada. Si el módem de la PC es capaz de operar a un ritmo de más de un baudio, debe entonces poder configurar automáticamente su velocidad de transmisión, longitud de caracteres y configuración de paridad, examinando el prefijo de comando AT.

9.1.4 MÓDEM DE DGP

El módem del DGP debe estar configurado para la operación "muda" (es decir, comando de reconocimiento deshabilitado). Dado que el DGP no envía ningún comando de configuración a su módem, las calibraciones de configuración requeridas deben realizarse antes de la conexión. Además, se debe inicializar el módem en las calibraciones de configuración requeridas cada vez que el módem se APAGA y luego se ENCIENDE. Según el diseño del módem, esto se logra realizando las calibraciones a través de interruptores o guardando las calibraciones en la memoria no volátil.

Las calibraciones de configuración requeridas son:

- EO Desactivar eco del estado del comando
- LO Volumen bajo del altavoz
- Q1 Inhabilitar la pantalla de código de resultado
- &C1 Hace que el DCD (Detector de Portador de Datos) rastree la señal recibida del portador
- &D3 Hace que el módem se reconfigure en la transición ENCENDIDO a APAGADO del DTR (Terminal de Datos Lista)
- &QO Modo asíncrono
- S0=1 Habilita la respuesta automática

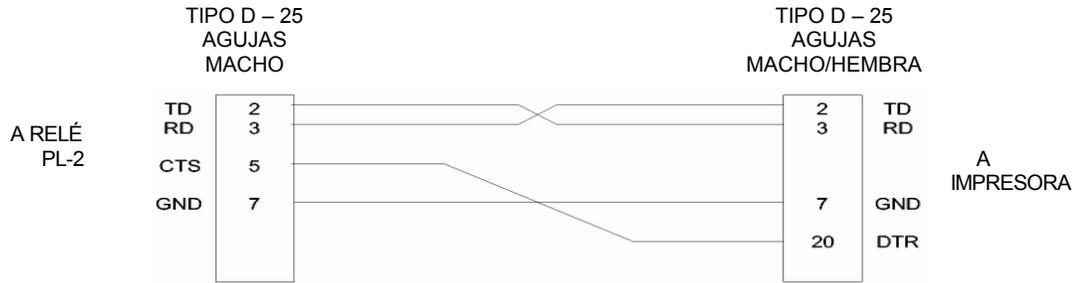
Si no se puede implementar alguna de las calibraciones, el módem puede no contestar, el sistema DGP puede no conectarse correctamente, o el usuario puede no poder registrarse en el DGP.

Con el Hayes SmartModem o equivalente, el módem del DGP realiza un protocolo de enlace de modulación con el módem de la PC para calibrar la velocidad de baudios del módem del DGP. La calibración por omisión N1 permite que el protocolo de enlace ocurra a cualquier velocidad de baudios soportada por ambos módems. Por esta razón es preferible utilizar módems idénticos en cada extremo.

La respuesta automática se controla con el registro S0. S0=0 inhabilita la respuesta automática. S0=1 hace que el módem del DGP conteste la llamada entrante después de un timbre. Si se desea retrasar la respuesta del módem, se puede calibrar S0 entre 1 y 255 (asumiendo que es un módem compatible con Hayes). Debe tenerse en cuenta que el GE-Link (versiones 2.0 y superiores) configuran el módem de la PC para esperar 60 segundos la respuesta del módem del DGP. Si el registro de S0 está calibrado a más de 12, el módem de la PC puede agotar su límite de tiempo y colgar antes de que el módem del DGP pueda responder. S0=12 calibra el módem del DGP para contestar luego de doce timbres (S7=60) en el módem de la PC. Sin embargo, para una aplicación especial, se deben verificar los timbres correspondientes a 60 segundos.

9.1.5 CONEXIONES CON MÓDEM NULO

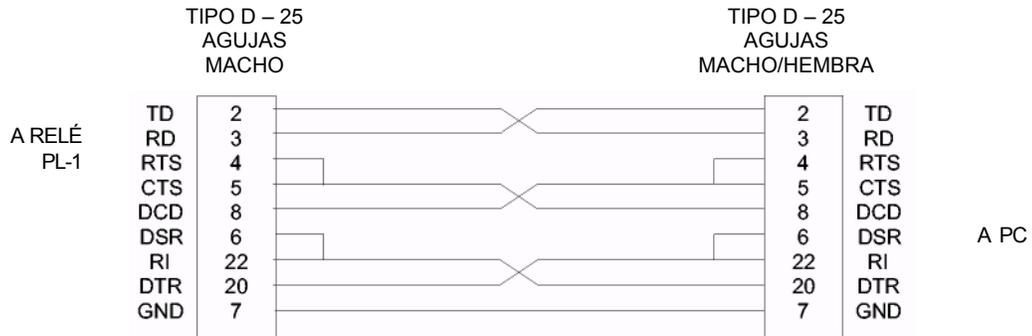
Se puede conectar una PC al DGP sin módems intervinientes, ni línea telefónica, utilizando un cable de "módem nulo". Las conexiones aguja a aguja para este cable de módem nulo se muestran en el diagrama siguiente. Las conexiones aguja a aguja para un cable de módem nulo al conector DGP COMM se muestran también a continuación. Ningún cable de módem nulo debe exceder los 50 pies de largo.



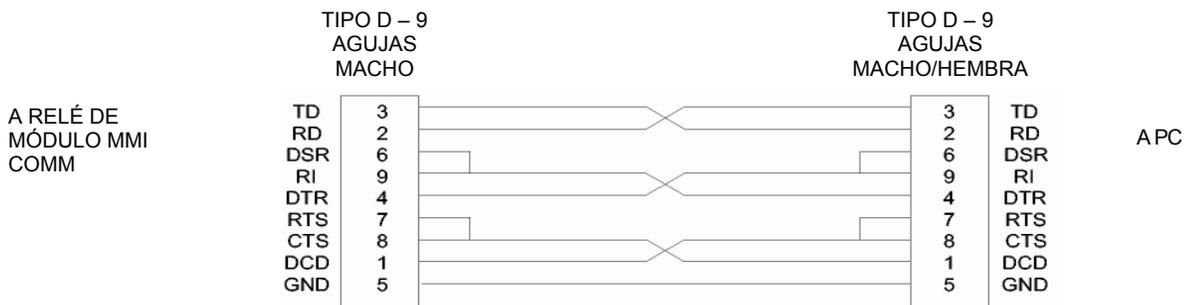
A) CONEXIONES DE IMPRESORA



B) COMUNICACIONES REMOTAS POR CABLE MÓDEM



C) COMUNICACIONES REMOTAS DIRECTAMENTE A PC



D) COMUNICACIONES REMOTAS DESDE EL MÓDULO MMI A LA PC

CABLES DISPONIBLES COMO REPUESTO GE, NRO. 0246A9866. ESPECIFICAR EL TIPO DE CABLE Y GÉNERO DEL CONECTOR.

Figura 9-1: CABLEADO DE COMUNICACIONES DEL DGP

9.1.6 COMUNICACIONES RS485

Se puede utilizar el DGP con comunicaciones Modbus con un convertidor GE Power Management RS485 a RS232 cuando sea necesario. Para computadoras sin capacidad RS485, se requiere una caja "maestra" SCI como se muestra en la figura siguiente. Las cajas SCI están disponibles en GE Power Management con número de catálogo S14200X, donde X especifica la tensión de entrada. Consultar la documentación de SCI respecto a información adicional de configuración.

 Para comunicaciones RS485, el interruptor de caja Maestro SCI Nro. 2 debe estar configurado en **DIRECTO** (por omisión en fábrica) y el interruptor Esclavo Nro. 2 debe calibrarse para **MÓDEM**. Fijar el interruptor Nro. 1 para **DATA CONTROLLED**.

NOTA

Tabla 9-1: CONFIGURACIÓN DEL INTERRUPTOR DIP SCI

INTERRUPTOR 1	1	2	3	4
Controlado por datos	ON	OFF	ON	X
Controlado por DTR	OFF	ON	OFF	X

INTERRUPTOR 2	1	2	3	4
Directo	ON	OFF	ON	OFF
Módem	OFF	ON	OFF	ON

La polaridad correcta es también esencial. TODOS los cables del Maestro SCI al Esclavo SCI deben conectarse con los terminales positivos (+) conectados juntos y los terminales negativos (-) conectados también juntos. Cada relé debe estar encadenado en mariposa al siguiente. Evitar las configuraciones conectadas en estrella o rama. El último dispositivo (caja SCI) en cada extremo del encadenamiento mariposa debe estar terminado con una resistencia de 120 Ω, ¼ W en serie con un capacitor 1 nF a través de los terminales positivos (+) y negativos (-).

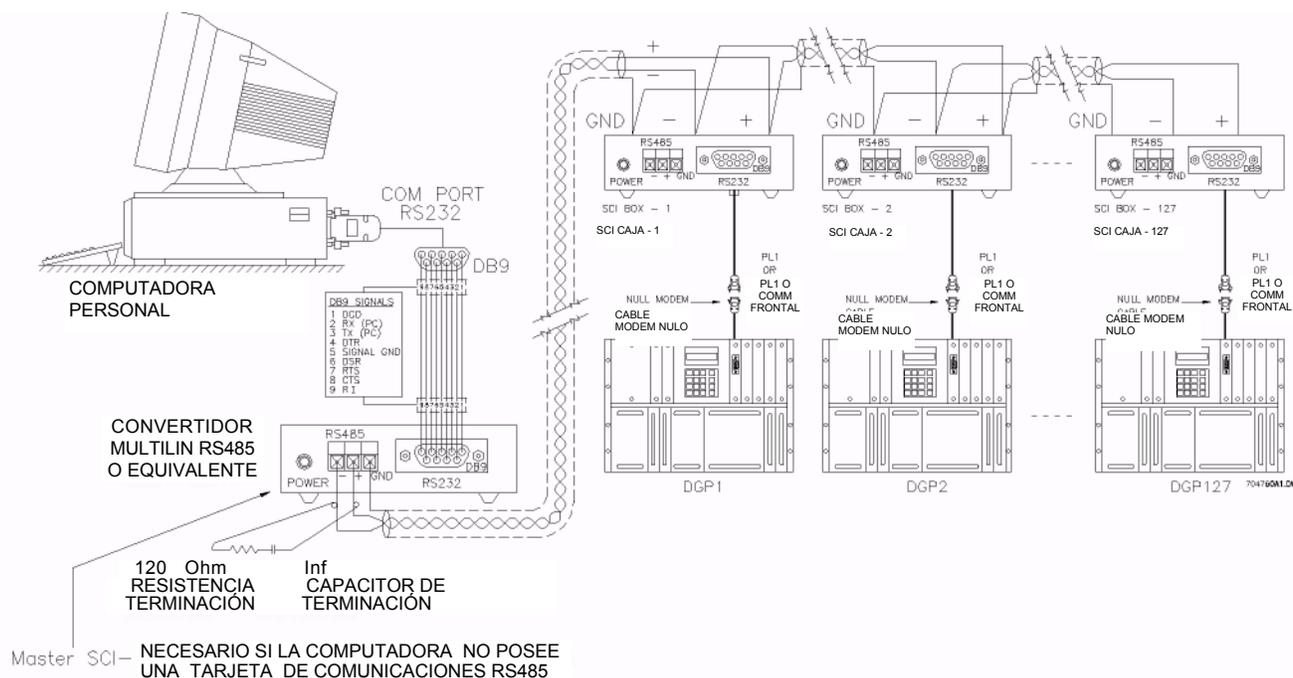


Figura 9-2: COMUNICACIONES RS485

9.2.1 INTRODUCCIÓN

Esta sección describe el protocolo de comunicación Modicon Modbus RTU utilizado por el Relé Digital de Protección de Generadores DGP.

Los parámetros de comunicación en serie del dispositivo, como la velocidad de baudios y la ID de la Unidad del DGP se configuran a través del teclado. Si la velocidad de baudios del DGP difiere de la velocidad de transmisión del servidor Modbus, el dispositivo no se comunicará con el servidor. La ID de la Unidad debe configurarse correctamente para evitar conflictos con otros dispositivos conectados a la misma red. A pesar de que el rango de configuración permite valores de 16 bits por ID de la Unidad, el relé debe programarse para una ID de Unidad que varíe de 1 a 127.

El DGP implementa un subconjunto de protocolos definidos por el patrón de protocolos Modicon Modbus RTU. Es posible configurar múltiples relés DGP como esclavos a un único maestro Modbus a través del puerto RS485 (utilizando un convertidor de RS485 a RS232). El DGP es siempre un esclavo – no puede programarse como maestro. A pesar de que el protocolo Modbus está disponible en protocolos Modbus RTU, Modbus ASCII y Modbus Plus, sólo el protocolo Modbus RTU está permitido por el DGP.

9.2.2 FORMATO DE TRAMA DE DATOS Y VELOCIDAD DE DATOS

Una trama de datos de transmisión asíncrona desde el DGP está configurada por omisión en 1 bit de arranque, 8 bits de datos, ningún bit de paridad y 1 bit de parada a 9600 baudios. La velocidad de baudios, bits de paridad y el número de bits de parada puede cambiarse a través del teclado del DGP. Esta configuración no se puede cambiar a través del puerto Modbus COM.

9.2.3 FORMATO DE PAQUETE DE DATOS

Una secuencia completa de pedido/respuesta consiste de los siguientes bytes.

Transmisión de pedido del Modbus	Bytes
DIRECCIÓN DEL ESCLAVO	1
CÓDIGO DE FUNCIÓN	1
DIRECCIÓN DE ARRANQUE DE DATOS	2
DATOS	Número variable dependiendo del código de función
CÓDIGO DE REGISTRO	2 bytes
CRC Hi	Byte superior CRC
CRC Lo	Byte inferior CRC
Transmisión de respuesta del Esclavo:	Bytes
DIRECCIÓN DEL ESCLAVO	1
CÓDIGO DE FUNCIÓN	1
CUENTA DE BYTES	Variable, dependiente del número de registros
DATOS	Número variable, dependiente de la función
CRC Hi	Byte superior CRC
CRC Lo	Byte inferior CRC

a) DIRECCIÓN DEL ESCLAVO

Es el primer byte de cada transmisión. Representa la ID de la Unidad del dispositivo programado a través del teclado del DGP. En el pedido del maestro, la dirección del esclavo representa la dirección del esclavo para quien está destinado el mensaje. En la respuesta del esclavo, es la dirección del esclavo que responde al pedido del maestro. La dirección del esclavo 0 se reserva para radio-emisiones del maestro según lo especifique el protocolo de Modbus. El DGP no sustenta las radio-emisiones. El DGP responderá sólo si la dirección del esclavo especificada por el pedido del maestro concuerda con su ID de Unidad, caso contrario, el relé DGP no responderá.

b) CÓDIGO DE FUNCIÓN

Este es el segundo byte de cada transmisión. El Modbus define los códigos de función de 1 a 127 pero el DGP implementa sólo un subconjunto de estas funciones. En un pedido del maestro, el código de función representa la acción a ser realizada por el esclavo. El esclavo responde con un código de función idéntico al enviado por el maestro si no hay errores. En caso de un error o excepción, el esclavo configura el MS Bit (bit más significativo) del código de función en 1 para indicar un error.

c) DATOS

Esto será un número variable de bytes, dependiendo del código de función.

d) CRC HI Y CRC LO

Esta es una verificación por redundancia cíclica de dos bytes. El byte MS (más significativo) se envía primero y el byte LS (menos significativo) después, de acuerdo a la guía de referencia del protocolo Modbus.

9.2.4 VERIFICACIÓN DE ERRORES

En modo RTU, los mensajes incluyen un campo de verificación de errores basado en el método de verificación por redundancia cíclica. El campo CRC verifica el contenido de la totalidad del mensaje. Se aplica sin importar el método de verificación de paridad utilizado para los caracteres individuales del mensaje.

El campo CRC es de dos bytes, con un valor binario de 16 bits. El dispositivo transmisor calcula el valor de CRC, que añade el CRC al mensaje. El dispositivo receptor vuelve a calcular el CRC y lo compara con el valor que recibió en el campo CRC. Si no son iguales, tiene lugar un mensaje de error.

El CRC se calcula cargando previamente un registro de 16 bits a todos los 1 (en relés GE, todos los registros son pre-cargados con ceros). Utilizando luego un CRC polinómico especificado por la CCITT, se calcula el CRC (0xA001).

9.2.5 TRAMA DE DATOS

Los mensajes Modbus RTU están separados por un período de silencio de por lo menos 3,5 caracteres. El esclavo limpia el Puerto COM y lee el primer carácter. Esto marca el comienzo de la transmisión. El esclavo sigue leyendo hasta un intervalo de silencio de 3,5 caracteres que es de alrededor de 3,65 ms a 9600 baudios, que marca el final de la transmisión. En esta etapa construye el mensaje y vuelve a configurar el puerto.

9.3.1 CÓDIGO DE FUNCIÓN 03/04: LECTURA DE REGISTROS DE RETENCIÓN/ENTRADA

a) DESCRIPCIÓN

Lee los registros de contenido binario de retención/entrada (valores reales) en el esclavo. Pueden ser registros de punto de ajuste o cualquier información, como por ejemplo valores reales.

b) CONSULTA

El mensaje de consulta especifica el registro de comienzo y el número de registros a ser leídos.

Campo:	Bytes	Ejemplo (hex):
DIRECCIÓN DEL ESCLAVO	1	11 Mensaje para esclavo 17
CÓD. DE FUNCIÓN	1	03/04 Registros leídos
Dirección inicial	2	Dirección inicial del registro. Byte superior primero, luego byte inferior
Número de puntos	2	Número de registros a leer. Byte superior primero, luego byte inferior
CRC	2	CRC calculado por el maestro. Byte superior primero, luego byte inferior

c) RESPUESTA

Los datos de registro en la respuesta están empaquetados en dos bytes por registro. Para cada registro, el primer byte contiene el byte de orden superior y el segundo contiene el byte de orden inferior.

Ejemplo de mensaje de respuesta típico

Campo:	Bytes	Ejemplo (hex):
DIRECCIÓN DEL ESCLAVO	1	11 Mensaje desde esclavo 17
CÓD. DE FUNCIÓN	1	03/04 Registros leídos
Conteo de datos	1	Número de registros a leer
Datos 1	1	Primero byte superior, luego el byte inferior
.....		
Datos n	2	Byte superior primero, luego byte inferior
CRC	2	CRC calculado por esclavo. Byte superior primero, luego byte inferior

9.3.2 CÓDIGO DE FUNCIÓN 05: LAZO DE FUERZA ÚNICA

a) DESCRIPCIÓN

Este código de función permite que el maestro solicite al esclavo DGP que ejecute un comando específico de operación.

b) CONSULTA

El mensaje de consulta especifica el comando que debe ser ejecutado.

Campo:	Bytes	Ejemplo (hex):
DIRECCIÓN DEL ESCLAVO	1	11 Mensaje para esclavo 17
CÓDIGO DE FUNCIÓN	1	05 Ejecutar comando
Dirección de lazo	2	Dirección inicial del comando a ser ejecutado. Byte superior primero y luego el byte inferior
Valor	2	Función de FFOO
CRC	2	CRC Calculado por el maestro. Byte superior primero. Byte inferior luego.

c) RESPUESTA

La respuesta normal es un eco de la consulta devuelta después de ejecutado el comando. Ejemplo de respuesta a la función 05H

Campo:	Bytes	Ejemplo (hex):
DIRECCIÓN DEL ESCLAVO	1	11 Mensaje desde esclavo 17
CÓDIGO DE FUNCIÓN	1	05 Ejecutar comando de lazo
Dirección de lazo	2	Dirección del comando que ha sido ejecutado
Valor	2	FF00 Igual que la consulta del maestro
CRC	2	CRC Calculado por el esclavo. Byte superior primero. Byte inferior después

9.3.3 CÓDIGO DE FUNCIÓN 06: ALMACENAMIENTO DE PUNTO DE AJUSTE ÚNICO

a) DESCRIPCIÓN

Este código de función permite que el maestro predetermine un punto de calibración del DGP o escribir algunos registros de control durante las lecturas de informes.

b) CONSULTA

El mensaje de consulta especifica el punto de ajuste que debe ser precalibrado

Campo:	Bytes	Ejemplo (hex):
DIRECCIÓN DE ESCLAVO	1	11 Mensaje para esclavo 17
CÓDIGO DE FUNCIÓN	1	06 Almacenar un punto de ajuste único
Dirección de registro	2	Dirección del registro que debe preajustarse
Valor	2	Valor del registro de punto de ajuste
CRC	2	CRC calculado por el maestro. Byte superior primero. Byte inferior luego.

c) RESPUESTA

La respuesta normal es un eco de la consulta devuelto una vez predeterminados los contenidos del registro. Ejemplo de respuesta de la función 06H.

Campo:	Bytes	Ejemplo (hex):
DIRECCIÓN DEL ESCLAVO	1	11 Mensaje desde esclavo 17
CÓDIGO DE FUNCIÓN	1	06 Almacenar un punto de ajuste único
Dirección de registro	2	Dirección del registro que ha sido ajustado al valor especificado por el maestro
Valor	2	Igual al valor especificado por la consulta del maestro
CRC	2	CRC calculado por el esclavo. Byte superior primero. Byte inferior luego

9.3.4 CÓDIGO DE FUNCIÓN 16: DETERMINACIÓN PREVIA DE PUNTOS DE AJUSTE MÚLTIPLES

a) DESCRIPCIÓN

Este código de función permite que el maestro predetermine registros de punto de ajuste múltiples del esclavo DGP.

b) CONSULTA

El mensaje de consulta especifica los registros que deben preajustarse.

Campo:	Bytes	Ejemplo (hex):
DIRECCIÓN DE ESCLAVO	1	11 Mensaje para esclavo 17
CÓDIGO DE FUNCIÓN	1	10 Almacenamiento de puntos de ajuste
Dirección inicial	2	Dirección inicial del registro a ajustarse previamente
Número de registros	2	Número de registros de punto de ajuste
Conteo de bytes	1	Número de bytes. Igual al doble del número especificado por el número de registros
Datos 1	2	Punto de ajuste Valor 1
.....		
Datos n	2	Valor del punto de ajuste del registro n ^{ésimo} desde el registro inicial
CRC	2	CRC Calculado por el maestro. Byte superior primero. Byte inferior a continuación

c) RESPUESTA

La respuesta normal retorna a la dirección del esclavo la función ID, dirección inicial y el número de registros de predeterminados. A continuación se brinda un ejemplo.

Campo:	Bytes	Ejemplo (hex):
DIRECCIÓN DE ESCLAVO	1	11 Mensaje para esclavo 17
CÓDIGO DE FUNCIÓN	1	10 Almacenamiento de puntos de ajuste
Dirección inicial	2	Dirección inicial del registro a ajustarse previamente
Número de registros	2	Número de registros de punto de ajuste
CRC	2	CRC Calculado por el maestro. Byte superior primero. Byte inferior después

9.3.5 CÓDIGO DE FUNCIÓN 56: RETRANSMISIÓN DEL ÚLTIMO PAQUETE

a) DESCRIPCIÓN

El protocolo Modbus no soporta esta función por ser una mejora específica de GE. Cuando se ejecuta este comando, la última respuesta del esclavo simplemente se repite.

b) CONSULTA

Ejemplo de un mensaje de consulta.

Campo:	Bytes:	Ejemplo (hex):
DIRECCIÓN DE ESCLAVO	1	11 Mensaje para esclavo 17
CÓDIGO DE FUNCIÓN	1	38 Retransmite el último paquete
CRC	2	CRC calculado por el esclavo. Byte superior. Byte inferior después

c) RESPUESTA

El esclavo DGP responde con el último mensaje que transmitió al maestro.

9.4.1 RESPUESTAS DE ERROR

Cuando un esclavo DGP detecta un error se enviará una respuesta al maestro. El MS Bit del código de función se fijará en 1 y el byte siguiente es un código de excepción.

La respuesta del esclavo será

Campo:	Bytes	Ejemplo (hex):
DIRECCIÓN DE ESCLAVO	1	11 Mensaje para esclavo 17
CÓDIGO DE FUNCIÓN	1	Función ID con el MS Bit en 1
Código de excepción	1	Código de excepción
CRC	2	CRC Calculado por el esclavo. Byte superior primero. Byte inferior después

El DGP implementará los siguientes códigos de respuestas de excepción.

- 01: Función ilegal
- 02: Valor de datos ilegal
- 03: Dirección de datos ilegal

9.5.1 TIPOS DE DATOS

La implementación del DGP de Modbus utiliza un pequeño grupo de tipos de datos para interpretar los datos en el relé. Si no se indica lo contrario, todos los datos serán comunicados con el MS byte (más significativo) primero y luego con el LS bytes (menos significativo).

Los siguientes tipos de datos serán utilizados por la comunicación DGP de Modbus.

1. **ASCII:** Cada registro es un carácter ASCII, con el byte superior siempre cero y el byte inferior representando el carácter ASCII
2. **DTO:** La fecha y hora en siete registros. Los registros tienen el siguiente formato:
 - Registro 1 – rango de días 1 a 31
 - Registro 2 – rango de meses 1 a 12
 - Registro 3 – rango de año 00 a 99
 - Registro 4 – rango de hora 0 a 23
 - Registro 5 – rango de minutos 0 a 59
 - Registro 6 – rango de segundos 0 a 59
 - Registro 7 – rango de milisegundos 0 a 999.
3. **DT1:** Seis registros con el mismo formato de DTO, pero sin el campo de milisegundos.
4. **LONG0:** Dos registros. Orden de bytes- Byte3 Byte2 Byte1 Byte0. Sin punto decimal implícito.
5. **LONG1:** Dos registros. Orden de bytes – Byte3 Byte2 Byte1 Byte0. Un lugar decimal implícito.
Por ejemplo: 3.4 estará representado como un entero largo 34.
6. **LONG2:** Dos registros. Orden de bytes – Byte3 Byte2 Byte1 Byte0. Un lugar decimal implícito.
Por ejemplo: 3.45 estará representado como un entero largo 345.
7. **INT0:** Un registro. Orden de bytes - Byte2 Byte1. Sin lugar decimal implícito, sólo valor entero.
8. **INT1:** Un registro. Orden de bytes - Byte2 Byte1. Un lugar decimal implícito.
Por ejemplo: 3.4 estará representado como un entero de 16-bit, 34.
9. **INT2:** Un registro. Orden de bytes - Byte2 Byte1. Dos lugares decimales implícitos.
Por ejemplo: 3.45 estará representado como un entero de 16-bit, 345.
10. **BOOLEAN:** El byte superior es siempre 0; el byte inferior es 0 ó 1.
11. **SOE:** Ocho registros. Los primeros siete registros corresponden a la fecha y hora de acuerdo al formato DTO. El Registro 8 es el código de evento (ver código de evento del DGP listado abajo). Si el evento pedido no contiene datos, entonces los 8 registros contienen el valor de 0.
12. **SP:** Procesamiento especial necesario. La mayor parte de los registros son campos de bits.

9.5.2 ORGANIZACIÓN DEL MAPA DE LA MEMORIA

Los mapas de registro han sido diseñados según la función como para el Módem GE, para facilitar la tarea de diseño. Por ejemplo, la función Ajuste de Fecha y Hora se implementa escribiendo a ciertos registros de punto de ajuste a pesar que no es parte del grupo real de ajustes. Los ajustes están indicados por las direcciones de registro con los dos bits más significativos representando 01B. Los informes están representados por direcciones con los dos bits más significativos con un valor de 00B. Sin embargo, existen algunos registros de control dentro del mapa de registro de informes y son registros de lectura/escritura para calibrar los registros correctos. Están programados por la Función 06.

Tabla 9-2: ORGANIZACIÓN DEL MAPA DE LA MEMORIA

SECCIÓN MAPA DE MEMORIA	RANGO DE DIRECCIÓN	DESCRIPCIÓN
Registros de valor fijo de entrada	0000 a 001BH	Versión PROM y otros detalles del modelo
Registros de informe de valor actual	0400 a 0431H	Valores actuales de DGP
Mapa de registro de informe de evento	0800 a 0B20H	Los últimos 100 eventos
Mapa de registro de estado de falla	0C000 a 0C18H	Encabezado de fallas 1 a 3
Mapa de registro de informe de falla	1000 a 129DH	Resumen de informe de fallas para hasta 3 fallas
Oscilografía	1400 a 17FFH	Encabezado de oscilografía, calibraciones y datos
Mapa de registro de estado de DGP	1800 a 180CH	Estado de DGP y prueba automática de diagnóstico
Contraseñas MM I	1C00 a 1C1FH	Contraseñas
Calibraciones	4000 a 5D05H	Calibraciones de protección de relé DGP
Estación y Generador ID	7E00 a 7E1FH	Estación y Generador ID

9.5.3 REGISTROS DE ENTRADA DE VALOR FIJO

Rango: 0000 a 001BH

Los registros de valor fijo contienen el número de versión PROM y otros detalles que normalmente no cambian en el campo. Estos registros son registros de sólo lectura y son leídos por los Códigos de Función 03/04.

9.5.4 MAPA DE REGISTRO DE INFORME DE VALOR ACTUAL

Rango: 0400 a 0431H

Este mapa de registro especifica el informe de valores actuales. El informe es leído por el maestro utilizando el Código de Función 03/04. Cualquier intento de escribir en estos registros de sólo lectura, da origen a la devolución de una excepción ILLEGAL ADDRESS – (DIRECCION ILEGAL).

Representación del estado de bits:

Registro 0438H: **BANDERA DE EVENTO/FALLA**

- bit 0 – Evento/s Nuevo/s
- bit 1 – Fallas/s Nueva/s
- bit 2 – Sincronización en tiempo
- bit 3 – Cambio de configuraciones locales iniciada
- bit 4 – Cambio de configuraciones locales realizado

9.5.5 MAPA DE LA MEMORIA DEL INFORME DE EVENTOS

Rango: 0800 a 0B20H

El mapa de memoria de informe de eventos comienza con las direcciones y los seis bits más significativos configurados en 000010B. Todos los registros son de sólo lectura; pueden ser leídos utilizando los códigos de función 03 y 04.



El registro 0800H debe leerse para determinar el número de eventos. Si se ha realizado una consulta por más eventos que los existentes, los eventos extras están completados con ceros para indicar que no hay eventos presentes. Los Registros 0801H a 0808H contienen siempre el último evento; los registros 0B19H a 0B20H contienen los eventos más antiguos.

9.5.6 MAPA DE LA MEMORIA DEL ESTADO DE FALLA

Rango: 0C00 a 0C18H

El mapa de estado de falla tiene la dirección de registro con los bits más significativos configurados en 000011B. Estos registros de sólo lectura son leídos con los códigos de función Modbus 03/04. El primer registro contiene el número de fallas. Este registro debe ser leído primero para determinar el número de fallas. Si se realiza una consulta por más fallas que las registradas, los datos se rellenan con ceros. El número máximo de fallas se determina por la Configuración 111: **NUM FLTS**. Si el maestro intenta leer más fallas que las determinadas por esta configuración, se genera la excepción **ILLEGAL ADDRESS**.

El campo **DISPARO TYPE/TIPO DE DISPARO** es un valor binario de 16 bits representando la función que se ha disparado por la falla. La asignación de bits es la siguiente:

Registros 0C08H, 0C10H, y 0C18H: **TRIP TYPE**

- bit 0 - 94G
- bit 1 - 94G1
- bit 2 - 94G2
- bit 3 - 94G3
- bits 4 a 15 – reservados y actualmente fijados en cero

9.5.7 MAPA DE REGISTRO DEL INFORME DE FALLAS

Rango: 1000 a 129DH

El mapa de memoria de informe de fallas tiene la dirección de registro con los bits más significativos configurados en 000100B. Estos registros de sólo lectura son leídos con los códigos de función Modbus 03 y 04. El primer registro 1000H contiene el número de fallas registradas. El usuario debe leer este registro primero para encontrar el número de fallas. Si se realiza una consulta por más fallas que las registradas, los datos se rellenan con ceros. El número máximo de fallas se determina por la Configuración 111: **NUM FLTS**. Si el maestro intenta leer más fallas que las determinadas por esta configuración, se genera la excepción **ILLEGAL ADDRESS**.

El resumen de informe de fallas puede almacenar hasta 10 secuencias de eventos, con el evento más antiguo registrado en la dirección inferior (observar que en el informe de eventos ocurre lo opuesto, el último evento se registra en la dirección inferior). Si hubieran menos de 10 eventos, los registros restantes están rellenos con ceros para indicar que no hay eventos.

El campo **TRIP TYPE** es un valor binario de 16-bits que representa la función que se ha disparado a causa de la falla. La asignación de bits es la siguiente:

- bit 0 - 94G
- bit 1 - 94G1
- bit 2 - 94G2
- bit 3 - 94G3
- bits 4 a 15 - reservados y actualmente fijados en cero

9.5.8 MAPA DE LA MEMORIA DEL INFORME OSCILOGRÁFICO

Rango: 1400 a 16FBH

El informe de oscilografía contiene tres partes: el encabezado de oscilografía, las calibraciones activas para la falla en particular y los datos oscilográficos. Dado que el mapa de memoria no es suficiente para todo el informe oscilográfico, el mapa se diseña de manera tal que el número de fallas y el número de ciclos para la oscilografía de interés se seleccionen y lean desde un grupo fijo de registros. El encabezamiento de oscilografía y las calibraciones son únicas para cada número de falla y no dependen del número de ciclo. Los datos oscilográficos dependen tanto del número de ciclo como del número de falla.

Todos los registros de oscilografía poseen una dirección con los 6 bits más significativos fijados en 000101B.

a) REGISTROS DE CONTROL

Rango: 17FE a 17FFH

Los registros de control se escriben utilizando el Código de Función Modbus 06/10. Estos registros son registros de lectura-escritura y pueden leerse utilizando los Códigos de Función 03 y 04.

El rango de número de falla está limitado por la Calibración 111: **NUM FLTS**. El rango de número de ciclos está también limitado por la misma calibración. Es decir, para una falla el rango es 1 a 120, para dos fallas, el rango es de 1 a 60 y para tres fallas es de 1 a 40. Además, si el número de falla se fija más alto que el número de fallas registradas, el esclavo DGP responde con una excepción ILLEGAL DATA VALUE (VALOR DE DATOS ILEGAL.) El número de fallas registradas se puede obtener mediante la lectura del registro 1400H.

La Falla Número 1 corresponde a la falla más nueva y el número de Falla Número 3 corresponde a la falla más antigua.



Debe escribirse el número de falla en el registro 17FFh y el número de ciclo en el registro 17FEh antes de leer los datos de oscilografía correspondientes a esta falla.

NOTA

b) ENCABEZADO DE OSCILOGRAFÍA

Rango: 0C00H a 129DH

El primer registro (0C00H) contiene el número de fallas registradas. El resto de los registros contienen los valores previos a la falla, valores de falla y la secuencia de eventos. En esencia, este bloque es idéntico al encabezamiento de informe de falla. Todos los registros son de sólo lectura y pueden ser leídos por los Códigos de Función 03/04.

Cuando se realiza una consulta de lectura para estos registros, el relé DGP observa el registro 17FFH. Si está en rango, responde entonces con el encabezamiento de oscilografía correspondientes al número de falla en el registro 17FFH. Si el número no es válido, el esclavo DGP responde con una excepción VALOR DE DATOS ILEGAL.

c) CALIBRACIONES DE OSCILOGRAFÍA

Rango: 1400 a 1483H

Las calibraciones de oscilografía comienzan desde el registro 1400H. Todos los registros son sólo de lectura y pueden ser leídos por los Códigos de Función 03H/04H.

Cuando se realiza una consulta de lectura para estos registros, el relé DGP observa el registro 17FFH. Si está en rango, responde entonces con las calibraciones de oscilografía correspondiente al número de falla en el registro 17FFH. Si el número no es válido, el esclavo DGP responde con una excepción ILLEGAL DATA VALUE (VALOR DE DATOS ILEGAL.).

d) DATOS OSCILOGRÁFICOS

Rango: 1600H a 16FBH

Los datos oscilográficos contienen 16 registros por muestra, con 12 muestras por ciclo y en consecuencia 192 registros por ciclo de interés. Antes de leer los datos, el maestro debe programar los registros de control 17FEH con el ciclo de interés y 17FFH con el número de falla.

Cuando se realiza un pedido para leer estos registros, el DGP mira en los registros 17FEH y 17FFH. Si están dentro del rango, responde con los datos de oscilografía correspondientes al número de falla y al número de ciclo en los registros 17FFH y 17FEH. Si estos números no son válidos, el esclavo DGP responde entonces con una excepción VALOR DE DATOS ILEGAL.

Todos estos registros son registros de sólo lectura y se leen utilizando los Códigos de función 03/04.

e) EJEMPLO DE COMUNICACIÓN

Se brinda un ejemplo para mostrar la secuencia de las transacciones para recuperar la oscilografía:

1. Leer el Número de Fallas en los registros 1000H.
2. Seleccionar una falla y escribir el número de falla correspondiente en el registro 17FFH.
3. Leer los datos de 0C00H a 1483H para el encabezamiento de oscilografía o resumen de fallas.
4. Leer los datos de 1600H a 16FBH para las calibraciones activas en el momento de falla.
5. Número de ciclo =1.
6. Si (número de ciclo > Max_Num) ir al paso 10.
7. Escribir el Número de Ciclo en el registro 17FEH.
8. Leer los datos de oscilografía de los registros 1600H a 16FBH.
9. Incrementar el Número de Ciclo e ir al paso 6.
10. Lectura de oscilografía finalizada.

a) CÓDIGOS DE EVENTO

A continuación se muestra una lista de códigos de evento con sus correspondientes mensajes

0	FAIL - DAP BOARD: PROM	41.	FAIL - PS2 BOARD: + 12 VOLTAGE FAILED
1.	FAIL - DAP BOARD: LOCAL RAM	42.	FAIL - PS2 BOARD: -12 VOLTAGE FAILED
2.	FAIL - DAP BOARD: DSPRAM CRC	43.	FAIL - PS BOARD: LOGIC VOLTAGE FAILED
3.	FAIL - DAP BOARD: DSPRAM	44.	FAIL - PS BOARD: +12 VOLTAGE FAILED
4.	FAIL - DAP BOARD: SYSRAM	45.	FAIL - PS BOARD: -12 VOLTAGE FAILED
5.	FAIL - DAP BOARD: INTERRUPT	46.	FAIL - DSP 1 BOARD: SETTING CHECKSUM
6.	FAIL - DAP BOARD: TIMER	47.	FAIL - DSP 2 BOARD: SETTING CHECKSUM
7.	FAIL - DSP 1 BOARD: PROM	48.	FAIL - DSP 3 BOARD: SETTING CHECKSUM
8.	FAIL - DSP 1 BOARD: LOCAL RAM	49.	FAIL - MGM 2 BOARD: SERIAL MEMORY
9.	FAIL - DSP 1 BOARD: SHARED RAM	50.	FAIL - MGM 2 BOARD: MODEL NUMBER
10.	FAIL - DSP 1 BOARD: NO RESPONSE	51.	FAIL - ANI BOARD:CURRENT SUM
11.	FAIL - ANI BOARD: CONTROLLER	52.	FAIL - ANI BOARD:CHANNEL SATURATED
12.	FAIL - ANI BOARD: SERIAL MEMORY	53.	FAIL - SSP BOARD:SETTINGS OUT OF RANGE
13.	FAIL - ANI BOARD: REFERENCE	54.	""
14.	FAIL - MGM 1 BOARD: SERIAL MEMORY	55.	WARN - MMI BOARD: PRINT SERIAL CHIP
15.	FAIL - SSP BOARD: PROM	56.	WARN - SSP BOARD: TIMER
16.	FAIL - SSP BOARD: LOCAL RAM	57.	WARN - SSP BOARD: CAPRAM
17.	FAIL - SSP BOARD: SYSRAM CRC	58.	WARN - SSP BOARD: REAL TIME CLOCK
18.	FAIL - SSP BOARD: SYSRAM	59.	WARN - MMI BOARD: LED DISPLAY
19.	FAIL - SSP BOARD: INTERRUPT	60.	WARN - REMOTE COMM LOGIN FAILED
20.	FAIL - SSP BOARD: EEPROM	61.	WARN - SPURIOUS TIME STROBES
21.	FAIL - MMI BOARD: DIGITAL OUTPUT	62.	WARN - DTA BOARD: SERIAL MEMORY
22.	FAIL - MGM 1 BOARD: MODEL NUMBER	63.	WARN - MMI BOARD: FRONT SERIAL CHIP
23.	FAIL - SSP BOARD: VERSION NUMBER	64.	WARN - MMI BOARD: BACK SERIAL CHIP
24.	FAIL - DAP BOARD: VERSION NUMBER	65.	WARN - PS1 BOARD: LOGIC VOLTAGE FAILED
25.	FAIL - DSP 1 BOARD: VERSION NUMBER	66.	WARN - PS1 BOARD: +12 VOLTAGE FAILED
26.	FAIL - DSP 2 BOARD: PROM	67.	WARN - PS1 BOARD: -12 VOLTAGE FAILED
27.	FAIL - DSP 2 BOARD: LOCAL RAM	68.	WARN - PS2 BOARD: LOGIC VOLTAGE FAILED
28.	FAIL - DSP 2 BOARD: SHARED RAM	69.	WARN - PS2 BOARD: +12 VOLTAGE FAILED
29.	FAIL - DSP 2 BOARD: NO RESPONSE	70.	WARN - PS2 BOARD: -12 VOLTAGE FAILED
30.	FAIL - DSP 2 BOARD: VERSION NUMBER	71.	WARN - CASE TO GROUND SHORTED
31.	FAIL - DSP 3 BOARD: PROM	72.	WARN - DIT BOARD: DIGITAL INPUT FAIL
32.	FAIL - DSP 3 BOARD: LOCAL RAM	73.	WARN - ANI BOARD: SAMPLE CORRECTED
33.	FAIL - DSP 3 BOARD: SHARED RAM	74.	""
34.	FAIL - DSP 3 BOARD: NO RESPONSE	75.	""
35.	FAIL - DSP 3 BOARD: VERSION NUMBER	76.	32-2 ON
36.	FAIL - ANI BOARD: GROUND REFERENCE	77.	32-2 OFF
37.	FAIL - PS1 BOARD: LOGIC VOLTAGE FAILED	78.	51V PHASE A ON
38.	FAIL - PS1 BOARD: +12 VOLTAGE FAILED	79.	51V PHASE BON
39.	FAIL - PS1 BOARD: -12 VOLTAGE FAILED	80.	51V PHASE CON
40.	FAIL - PS2 BOARD: LOGIC VOLTAGE FAILED	81.	51V PHASE A OFF

82	51V PHASE B OFF	127	27 OFF
83	51V PHASE C OFF	128	94G TRIP SIGNAL ON
84	24APHASEAON	129	94G1 TRIP SIGNAL ON
85	24A PHASE BON	130	94G2 TRIP SIGNAL ON
86	24A PHASE CON	131	94G3 TRIP SIGNAL ON
87	24A PHASE A OFF	132	94G TRIP SIGNAL RESET
88	24A PHASE B OFF	133	94G1 TRIP SIGNAL RESET
89	24A PHASE C OFF	134	94G2 TRIP SIGNAL RESET
90	59 ON	135	94G3 TRIP SIGNAL RESET
91	59 OFF	136	94G TRIP CIRCUIT ENERGIZED
92	24TPHASEAON	137	94G1 TRIP CIRCUIT ENERGIZED
93	24T PHASE BON	138	94G2 TRIP CIRCUIT ENERGIZED
94	24T PHASE CON	139	94G3 TRIP CIRCUIT ENERGIZED
95	24T PHASE A OFF	140	94G TRIP CIRCUIT NOT ENERGIZED
96	24T PHASE B OFF	141	94G1 TRIP CIRCUIT NOT ENERGIZED
97	24T PHASE C OFF	142	94G2 TRIP CIRCUIT NOT ENERGIZED
98	24I PHASE A ON	143	94G3 TRIP CIRCUIT NOT ENERGIZED
99	24I PHASE BON	144	94G TRIP CIRCUIT OPEN ALARM ON
100	24I PHASE CON	145	94G1 TRIP CIRCUIT OPEN ALARM ON
101	24I PHASE A OFF	146	94G2 TRIP CIRCUIT OPEN ALARM ON
102	24I PHASE B OFF	147	94G3 TRIP CIRCUIT OPEN ALARM ON
103	24I PHASE C OFF	148	94G TRIP CIRCUIT OPEN ALARM OFF
104	64G1 ON	149	94G1 TRIP CIRCUIT OPEN ALARM OFF
105	64G1 OFF	150	94G2 TRIP CIRCUIT OPEN ALARM OFF
106	64G20N	151	94G3 TRIP CIRCUIT OPEN ALARM OFF
107	64G20FF	152	GENERATOR OFF-LINE
108	81-10 ON	153	GENERATOR ON-LINE
109	81 -10 OFF	154	TURBINE INLET VALVE CLOSED
110	81-20 ON	155	TURBINE INLET VALVE OPEN
111	81 -20 OFF	156	DIGITAL INPUT 3 CLOSED
112	81-30 ON	157	DIGITAL INPUT 4 CLOSED
113	81 -30 OFF	158	DIGITAL INPUT 3 OPEN
114	81-40 ON	159	DIGITAL INPUT 4 OPEN
115	81 -40 OFF	160	OSC TRIGGER
116	81-1UON	161	VT FUSE FAILURE ALARM ON
117	81-1UOFF	162	VT FUSE FAILURE ALARM OFF
118	81-2UON	163	DIGITAL INPUT 6 CLOSED
119	81-2UOFF	164	DIGITAL INPUT 6 OPEN
120	81-3UON	165	ACCIDENTAL ENGERGIZATION ON
121	81-3UOFF	166	ACCIDENTAL ENGERGIZATION OFF
122	81-4UON	167	27TN ON
123	81-4UOFF	168	27TN OFF
124	51GNON	169	""
125	51GNOFF	170	""
126	27 ON	171	""

172	“ “	212	DCI BOARD: FAILURE CLEARED
173	“ “	213	ANI BOARD: FAILURE CLEARED
174	“ “	214	MGM1 BOARD: FAILURE CLEARED
175	“ “	215	MGM2 BOARD: FAILURE CLEARED
176	REMOTE - PASSWORD CHANGED	216	MMI BOARD: FAILURE CLEARED
177	REMOTE - MANUAL TRIP	217	ANI BOARD: REFERENCE CORRECTED
178	REMOTE - ENABLE OUTPUTS	218	DIT BOARD: DIGITAL INPUT CORRECTED
179	REMOTE – DISABLE OUTPUTS	219	SSP BOARD: QUEUES REINITIALIZED
180	REMOTE - SETTINGS CHANGE STARTED	220	87G PHASE A ON
181	REMOTE - SETTINGS CHANGE DONE	221	87G PHASE B ON
182	REMOTE – MANUAL TRIP ATTEMPT	222	87G PHASE C ON
183	REMOTE - PROTECTION TURNED OFF	223	87G PHASE A OFF
184	REMOTE – PROTECTION TURNED ON	224	87G PHASE B OFF
185	REMOTE - FAULT REPORTS	225	87G PHASE C OFF
186	RESET REMOTE SEQUENCE OF EVENTS RESET	226	46A ON
187	“ “	227	46A OFF
188	“ “	228	46T ON
189	“ “	229	46T OFF
190	“ “	230	40-1 ON
191	“ “	231	40-1 OFF
192	LOCAL MANUAL TRIP	232	40-2 ON
193	LOCAL ENABLE OUTPUTS	233	40-2 OFF
194	LOCAL DISABLE OUTPUTS	234	32-1 ON
195	LOCAL SETTINGS CHANGE STARTED	235	32-1 OFF
196	LOCAL SETTINGS CHANGE DONE	236	DSP1 BOARD: NO RESPONSE CLEARED
197	LOCAL MANUAL TRIP ATTEMPT	237	DSP2 BOARD: NO RESPONSE CLEARED
198	LOCAL PROTECTION TURNED OFF	238	DSPS BOARD: NO RESPONSE CLEARED
199	LOCAL PROTECTION TURNED ON	239	CASE TO GROUND SHORT REMOVED
200	LOCAL FAULT REPORTS RESET	240	ANI BOARD: GROUND FAILURE CLEARED
201	LOCAL SEQUENCE OF EVENTS RESET	241	PS1 BOARD: LOGIC FAILURE CLEARED
202	“ “	242	PS1 BOARD: +12V FAILURE CLEARED
203	“ “	243	PS1 BOARD: -12V FAILURE CLEARED
204	“ “	244	PS2 BOARD: LOGIC FAILURE CLEARED
205	“ “	245	PS2 BOARD: +12V FAILURE CLEARED
206	“ “	246	PS2 BOARD:-12V FAILURE CLEARED
207	DAP BOARD: PROCESSOR FAILURE CLEARED	247	PS BOARD: LOGIC FAILURE CLEARED
208	DSP1 BOARD: FAILURE CLEARED	248	PS BOARD: +12V FAILURE CLEARED
209	DSP2 BOARD: FAILURE CLEARED	249	PS BOARD: -12V FAILURE CLEARED
210	DSPS BOARD: FAILURE CLEARED	250	ANI BOARD: CURRENT SUM FAILURE CLEARED
211	SSP BOARD: FAILURE CLEARED		

b) REGISTROS SP (ESTADO)

REGISTRO	ASIGNACIÓN DE BITS
0431h: EventFault Flag	bit 0 = Nuevo evento(s)
	bit 1 = Nueva falla(s)
	bit 2 = Sincr. en tiempo
	bit 3 = Inicio de cambio de calibr. local
	bit 4 = calibración local realizada
100Ah: Fault Type	1 = Fase A
	2 = Fase B
	3 = Fase A-B
	4 = Fase C
	5 = Fase A-C
	6 = Fase B-C
	7 = Fase A-B-C
100Bh: Trip Type	0 = 876
	1 = 46A
	2 = 46T
	3 = 40-1
	4 = 40-2
	5 = 32-1
	6 = 32-2
	7 = 51V
	8 = 6461
	9 = 6462
	10 = 24A
	11 = 24T
	12 = 24!
	13 = 59
	14 = 81-10
	15 = 81-20
	16 = 81-30
	17 = 81-40
	18 = 81-1U
	19 = 81-2U
	20 = 81 -3U
	21 = 81 -4U
	22 = VTFF
	23 = OSC
	24 = DI-3
25 = DI-4	

REGISTRO	ASIGNACIÓN DE BITS
	26 = AE
	27 = 51GN
	28 = 27
	29 = 27TN
4002h: Trip Voltage Monitor (TVM)	bit 3 = 94G0
	bit 2 = 94G1
	bit 1 = 94G2
	bit 0 = 94G3
4003h: Trip Current Monitor (TCM)	bit 3 = 94G0
	bit 2 = 94G1
	bit 1 = 94G2
	bit 0 = 94G3
4007h: Comport	BBPS: BB = índice de baudios, P = bit de paridad, S = bit de parada. Ejemplo: 9600 baudios, no paridad, 1 bit de parada se representaría como 9601
4009h: TIMESYNC	0 = Interno
	1 = IRI6-B
	2 = G-NET
4100h-5DO0h xxx TRIP	bit 3 = 94G0
	bit 2 = 94G1
	bit 1 = 94G2
	bit 0 = 94G3
4101h-5D01h xxx ALARM	bit 3 = 74 ^a
	bit2 = 74B
	bit 1 = 74C
	bit 0 = 74D
1800h: SSP STAT	bit 0 = falla SSP PROM
	bit 1 = falla SSP LOCAL RAM
	bit 2 = falla SSP SYSTEM CRC
	bit3 = SSPSETTING fuera de rango
	bit 4 = falla SSP SYSRAM
	bit 5 = SSP falla interrupción
	bit 6 = falla cronomedidor SSP
	bit 7 = falla SSP EEPROM
	bit 8 = falla SSP CAPRAM
	bit 9 = falla cronomed. tiempo real SSP
	bit 10 = nro. versión no coincide

REGISTRO	ASIGNACIÓN DE BITS
	bit 11 = Sin interrupción DAP
	bit 12-13 = Repuesto
	bit 14 = Bandera Act. Salida Digital SSP
	bit 15 = Procesador SSP en proceso
1801h: DAP STAT	bit 0 = Falla DAP PROM
	bit 1 = Falla DAP LOCAL RAM
	bit 2 = Falla DSPRAMCRC
	bit 3 = Falla DSPRAM
	bit 4 = Falla DAP SYSRAM
	bit 5 = Falla interrupción DAP
	bit 6 = Falla cronomedidor DAP
	bit 7 = No respuesta DSP1
	bit 8 = No respuesta DSP2
	bit 9 = No respuesta DSP3
	bit 10 = Nro. versión no coincide
	bit 11 = Repuesto
	bit 12 = No SSP Interrupt
	bit 13 = Repuesto
	bit 14 = Bandera act. salida digital
	bit 15 = DAP Procesador en reinic.
1802h: DSP1 STAT	bit 0 = DSP1 PROM Falla
	bit 1 = DSP1 LOCAL RAM Falla
	bit 2 = Repuesto
	bit 3 = DSPRAM Falla
	bit 4 = Repuesto
	bit 5 = DSP1 Falla calibr. suma de verif.
	bit 6-9 = Repuesto
	bit 10 = DSP1 Falla número de versión
	bit 11 -14 = Repuesto
	bit 15 = DSP1 Procesador en reinic..
1803h: DSP2 STAT	bit 0 = DSP2 PROM Falla
	bit 1 = DSP2 LOCAL RAM Falla
	bit 2 = Repuesto
	bit 3 = DSPRAM Falla
	bit 4 = Repuesto
	bit 5 = DSP2 Falla calibr. suma de verif.
	bit 6-9 = Repuesto
	bit 10 = DSP2 Falla nro. versión
	bit 11 -14 = Repuesto

REGISTRO	ASIGNACIÓN DE BITS
	bit 15 = DSP2 Procesador en reinic..
1804h: DSPS STAT	bit 0 = DSP3 PROM Falla
	bit 1 = DSP3 LOCAL RAM Falla
	bit 2 = Repuesto
	bit 3 = DSPRAM Falla
	bit 4 = Repuesto
	bit 5 = DSP3 Falla calibr. suma de verif.
	bit 6-9 = Repuesto
	bit 10 = DSP3 Falla nro. versión
	bit 11 -14 = Repuesto
	bit 15 = DSP3 Procesador en reinic..
1805h: ANI STAT	bit 0 = ANI Falla controlador
	bit 1 = ANI EEPROM Falla
	bit 2 = ANI Reference Falla
	bit 3 = ANI falla referencia corregida
	bit 4 = ANI falla ref.a tierra
	bit 5 = ANI Sin interrupt. DMA
	bit 6 = ANI Falla suma actual
	bit 7 = ANI Canal saturado
	bit 8 -15 = Repuesto
1806h: MMISTAT	bit 0 = MMI Falla visor de LED
	bit 1 = MMI UART Chip #1 Falla
	bit 2 = MMI Falla salida digital
	bit 3 = MMI UART Chip #2 Falla
	bit 4 = MMI UART Chip #3 Falla
	bit 5-15 = Repuesto
1807h: MGM1STAT:	bit 0 = MGM1 EEPROM Falla
	bit 1 = MGM1 Falla nro. modelo
	bit 2-5 = Repuesto
1808h: MGM2STAT:	bit 0 = MGM2 EEPROM Falla
	bit 1 = MGM2 Falla nro. model
	bit 2-15 = Repuesto
1809h: DITSTAT:	bit 0 = DIT error entrada digital
	bit 1 = DIT error ent. dig. corregido
	bit 2-15 = Repuesto
180Ah: PWR1STAT:	bit 0 = ALIMENTACIÓN 1: +1 2V Advertencia
	bit 1 = ALIMENTACIÓN 2: +1 2V Advertencia

REGISTRO	ASIGNACIÓN DE BITS
	bit 2 = ALIMENTACIÓN 1: +12V Fallido
	bit 3 = ALIMENTACIÓN 1 y 2: +12V Fallido
	bit 4 = ALIMENTACIÓN 1: -12V Advertencia
	bit 5 = ALIMENTACIÓN 2: - 12V Advertencia
	bit 6 = ALIMENTACIÓN 1: -12V Fallido
	bit 7 = ALIMENTACIÓN 1 y 2: -12V Fallido
	bit 8-15 = Repuesto
180Bh: PWR2STAT:	bit 0 = ALIMENTACIÓN 1 : Advertencia
	bit 1 = ALIMENTACIÓN 2: Advertencia
	bit 2 = ALIMENTACIÓN 1: Fallido
	bit 3 = ALIMENTACIÓN 1 y 2: Fallido
	bit 4-15 = Repuesto
180Ch: MISCSTAT:	bit 0 = Bandera protección activada
	bit 1 = Bandera act. salida digital
	bit 2 = carcasa a tierra corto circuito
	bit 3 = Repuesto
	bit 4 = Falla fusible
	bit 5 = Falla ingreso
	bit 6 = Disparo manual remoto – Puente instalado
	bit 7 = Calibraciones cambio remoto- puente instalado
	bit 8 = TEST MODE Activado
	bit 9 = almacenam. tiempo fallido
	bit 10 = prueba salida Digital activada
	bit 11 = 94G-A error cont. disparo
	bit 12 = 94G-B error cont. disparo
	bit 13 = 94G-C error cont. disparo
	bit 14 = 94G-D error cont. disparo
	bit 15 = Repuesto

c) CALIBRACIONES OSC

Cada registro contiene una Calibración en orden secuencial según la Tabla 2-1: CALIBRACIONES Y CARACTERÍSTICAS NOMINALES DEL SISTEMA DE DGP en la página 2-3. El número de ciclo y el número de falla deben seleccionarse (registros 17FEh al 17FF) antes de la lectura de las Calibraciones OSC.

REGISTRO	ASIGNACIÓN DE BITS
160Ch: DI SAMPx	bit 0 = DI-1 , Generador fuera de línea
	bit 1 = DI-2, Válvula de entrada turbina cerrada
	bit 2 = DI-3, Disparo externo 1
	bit 3 = DI-4, Disparo externo 2
	bit 4 = DI-5, Disparo oscilográfico
	bit 5 = DI-6, VTFF externa/ Desact. protecciones
	bit 6 = no utilizado
	bit 7 = IRIG-B
	bit 8-15 = no utilizado
160Dh: DO SAMPx	bit 00 = Disparo 94G
	bit 01 = Disparo 94G1
	bit 02 = Alarma 74A
	bit 03 = Alarma 74B
	bit 04 = Alarma 74C
	bit 05 = Alarma 74D
	bit 06 = Alarma VTFF
	bit 07 = Disparo 94G2
	bit08 = Disparo94G3
	bit 09 = no utilizado
	bit 10 = Alarma no crítica
	bit 1 1 = Alarma crítica
	bit 12-1 5 = no utilizado
	160Eh: PUFLGO
bit 00 87G-A	
bit 01 87G-B	
bit 02 87G-C	
bit 03 46A	
bit 04 46T	
bit 05 40-1	
bit 06 40-2	
bit 07 32-1	
bit 08 32-2	
bit 09 51V-A	
bit 10 51V-B	
bit 11 51V-C	

REGISTRO	ASIGNACIÓN DE BITS
	bit 12 24A-A
	bit 13 24A-B
	bit 14 24A-C
	bit 15 59
160Fh: PUFLG1	Banderas de captación de protección grupo 1(1 = estado activo;0 = est. inact.)
	bit 00 24T-A
	bit 01 24T-B
	bit 02 24T-C
	bit 03 24I-A
	bit 04 24I-B
	bit 05 24I-C
	bit 06 64G1
	bit 07 64G2
	bit 08 81-1o
	bit 09 81-2o
	bit 10 81-3o
	bit 11 81-4o
	bit 12 81-1u
	bit 13 81 -2u
bit 14 81 -3u	
bit 15 81 -4u	
1610h: PUFLG2	Banderas de captación de protección grupo 2 (1 = estado activo; 0 = estado inactivo)
	bit 00 AE
	bit 01 27
	bit 02 51 GN
	bit 03 DI3
	bit 04 DI4
	bit 05 27TN
bit 06 -bit 15 = no utilizado	
1611h: PRFLGO	Banderas de disparo de función de protección grupo 0. Asignación de bits igual a banderas de captación grupo 0.
1612h: PRFLG1	Banderas de disparo de función de protección grupo 1 . Asignación de bits igual a banderas de captación grupo 1 .
1613h: PRFLG2	Banderas de disparo de función de protección grupo 2. Asignación de bits igual a banderas de captación grupo 2.

9.5.10 CONTRASEÑAS MMI

Rango: 1C00 a 1C1FH

El maestro puede leer las contraseñas MMI de registros comenzando en la dirección 1C00H utilizando los códigos de función 03H/04H. Cada registro representa un carácter ASCII con el byte superior calibrado en cero. Las direcciones de registro poseen sus 6 bits más significativos calibrados en 000111B.

9.5.11 CALIBRACIONES

Rango: 4000 a 5D05

Los registros de calibración son registros de lectura-escritura. Las direcciones de registro poseen sus dos bits más significativos configurados en 01B. Los segundos seis bits más significativos representan el número de categoría y los últimos ocho bits designan el número de calibración. Existe una correspondencia directa entre la dirección de registro y el número de calibración de categoría. Para obtener el número de calibración de categoría, sumar 1 al número de categoría (los seis bits menos significativos del byte superior de la dirección del registro) multiplicar por 100 y sumar el byte inferior más 1.

Los registros de calibración pueden leerse utilizando los códigos de función 03H/04H. Los registros de calibración pueden prefijarse por los códigos de función 06H/10H.

El mapa de registro de calibraciones contiene **todas** las calibraciones disponibles en todos los modelos de DGP. Dado que algunas calibraciones no son válidas para algunos modelos, se puede obtener una excepción de ILLEGAL ADDRESS al leer/escribir puntos de ajuste múltiples.

Los cambios de calibración en el relé tienen lugar en una RAM temporal local. Para hacer estas calibraciones permanentes, el comando de lazo END debe ser ejecutado. Al ejecutar este comando, el relé copia las calibraciones temporales de la RAM local a EEPROM, haciendo los cambios permanentes.

9.5.12 MAPA DE REGISTRO DE ID DE LA ESTACIÓN Y DEL GENERADOR

Rango: 7E00 a 7E1FH

Los registros ID de Estación y de Generador son registros de lectura-escritura. Son leídos utilizando los códigos de función 03H/04H y escritos utilizando el código de función 10H.

9.5.13 FECHA Y HORA

Rango: 7F00 a 7F05H

El maestro puede cambiar la fecha y hora escribiendo en los registros, comenzando en la dirección 7F00H y utilizando el código de función 10H. Todos estos registros son registros de escritura solamente. Los registros individuales no pueden ser programados, se puede cambiar la fecha, la hora o ambas.

Tabla 9-3: MAPA DE LA MEMORIA DEL MODBUS DEL DGP (Hoja 1 de 24)

DIRECCIÓN		NOMBRE DEL ARTICULO	UNIDADES	FORMATO	NRO. DE REGISTRO
DEC	HEX				
INFORME VALOR FIJO					
0	0	Model Number	N/C	ASCII	16
16	10	Version Number	N/C	ASCII	12
INFORME VALOR ACTUAL					
1024	400	Date and Time	N/C	DTO	7
1031	407	Mag IAS	AMP	LONG2	2
1033	409	Angle IAS	GRADOS	INTO	1
1034	40A	Mag IBS	AMP	LONG2	2
1036	40C	Angle IBS	GRADOS	INTO	1
1037	40D	Mag ICS	AMP	LONG2	2
1039	40F	Angle ICS	GRADOS	INTO	1
1040	410	Mag IAR	AMP	INTO	2
1042	412	Angle IAR	GRADOS	INTO	1
1043	413	Mag IBR	AMP	LONG2	2
1045	415	Angle IBR	GRADOS	INTO	1
1046	416	Mag ICR	AMP	LONG2	2
1048	418	Ang ICR	GRADOS	INTO	1
1049	419	MagI2	AMP	LONG2	2
1051	41 B	MagVA	VOLT	LONG1	2
1053	41 D	Angle VA	GRADOS	INTO	1
1054	41 E	MagVB	VOLTIOS	LONG1	2
1056	420	AngVB	GRADOS	INTO	1
1057	421	MagVC	VOLTIOS	LONG1	2
1059	423	AngVC	GRADOS	INTO	1
1060	424	Third Harmonic PH	VOLTIOS	INT1	1
1061	425	Third Harmonic N	VOLTIOS	INT1	1
1062	426	Watts	VATIOS	LONG1	2
1064	428	VARS	VAR	LONG1	2
1066	42A	Gen OFFLINE	N/C	BOOLEANO	1
1067	42B	FUEL VALVE	N/C	BOOLEANO	1
1068	42C	DI3	N/C	BOOLEANO	1
1069	42D	DI4	N/C	BOOLEANO	1

Tabla 9-3: MAPA DE LA MEMORIA DEL MODBUS DEL DGP (Hoja 2 de 24)

DIRECCIÓN		NOMBRE DEL ARTICULO	UNIDADES	FORMATO	NRO. DE REGISTRO
DEC	HEX				
1070	42E	DI6	N/C	BOOLEAN	1
1071	42F	SYS FREQ	HZ	INT2	1
1072	430	SAMP FREQ	HZ	INT1	1
1073	431	Event Fault Flags	N/C	SP	1
REPORTE DE EVENTOS					
2048	800	Num Events	N/C	INTO	1
2049	801	Event 1		SOE	8
2057	809	Event 2		SOE	8
2065	811	Events		SOE	8
2073	819	Event 4		SOE	8
2081	821	Events		SOE	8
2089	829	Event 6		SOE	8
2097	831	Event 7		SOE	8
2105	839	Events		SOE	8
2113	841	Event 9		SOE	8
2121	849	Event 10		SOE	8
2129	851	Event 11		SOE	8
2137	859	Event 12		SOE	8
2145	861	Event 13		SOE	8
2153	869	Event 14		SOE	8
2161	871	Event 15		SOE	8
2169	879	Event 16		SOE	8
2177	881	Event 17		SOE	8
2185	889	Event 18		SOE	8
2193	891	Event 19		SOE	8
2201	899	Event 20		SOE	8
2209	8A1	Event 21		SOE	8
2217	8A9	Event 22		SOE	8
2225	8B1	Event 23		SOE	8
2233	8B9	Event 24		SOE	8
2241	8C1	Event 25		SOE	8
2249	8C9	Event 26		SOE	8
2257	8D1	Event 27		SOE	8
2265	8D9	Event 28		SOE	8

Tabla 9-3: MAPA DE LA MEMORIA DEL MODBUS DEL DGP (Hoja 3 de 24)

DIRECCIÓN		NOMBRE DEL ÍTEM	UNIDADES	FORMATO	NRO. DE REGISTRO
DEC	HEX				
2273	8E1	Event 29		SOE	8
2281	8E9	Event 30		SOE	8
2289	8F1	Event 31		SOE	8
2297	8F9	Event 32		SOE	8
2305	901	Event 33		SOE	8
2313	909	Event 34		SOE	8
2321	911	Event 35		SOE	8
2329	919	Event 36		SOE	8
2337	921	Event 37		SOE	8
2345	929	Event 38		SOE	8
2353	931	Event 39		SOE	8
2361	939	Event 40		SOE	8
2369	941	Event 41		SOE	8
2377	949	Event 42		SOE	8
2385	951	Event 43		SOE	8
2393	959	Event 44		SOE	8
2401	961	Event 45		SOE	8
2409	969	Event 46		SOE	8
2417	971	Event 47		SOE	8
2425	979	Event 48		SOE	8
2433	981	Event 49		SOE	8
2441	989	Event 50		SOE	8
2449	991	Event 51		SOE	8
2457	999	Event 52		SOE	8
2465	9A1	Event 53		SOE	8
2473	9A9	Event 54		SOE	8
2481	9B1	Event 55		SOE	8
2489	9B9	Event 56		SOE	8
2497	9C1	Event 57		SOE	8
2505	9C9	Event 58		SOE	8
2513	9D1	Event 59		SOE	8
2521	9D9	Event 60		SOE	8
2529	9E1	Event 61		SOE	8
2537	9E9	Event 62		SOE	8

Tabla 9-3: MAPA DE LA MEMORIA DEL MODBUS DEL DGP (Hoja 4 de 24)

DIRECCIÓN		NOMBRE DEL ÍTEM	UNIDADES	FORMATO	NRO. DE REGISTRO
DEC	HEX				
2545	9F1	Event 63		SOE	8
2553	9F9	Event 64		SOE	8
2561	A01	Event 65		SOE	8
2569	A09	Event 66		SOE	8
2577	A11	Event 67		SOE	8
2585	A19	Event 68		SOE	8
2593	A21	Event 69		SOE	8
2601	A29	Event 70		SOE	8
2609	A31	Event 71		SOE	8
2617	A39	Event 72		SOE	8
2625	A41	Event 73		SOE	8
2633	A49	Event 74		SOE	8
2641	A51	Event 75		SOE	8
2649	A59	Event 76		SOE	8
2657	A61	Event 77		SOE	8
2665	A69	Event 78		SOE	8
2673	A71	Event 79		SOE	8
2681	A79	Event 80		SOE	8
2689	A81	Event 81		SOE	8
2697	A89	Event 82		SOE	8
2705	A91	Event 83		SOE	8
2713	A99	Event 84		SOE	8
2721	AA1	Event 85		SOE	8
2729	AA9	Event 86		SOE	8
2737	AB1	Event 87		SOE	8
2745	AB9	Event 88		SOE	8
2753	AC1	Event 89		SOE	8
2761	AC9	Event 90		SOE	8
2769	AD1	Event 91		SOE	8
2777	AD9	Event 92		SOE	8
2785	AE1	Event 93		SOE	8
2793	AE9	Event 94		SOE	8
2801	AF1	Event 95		SOE	8
2809	AF9	Event 96		SOE	8

Tabla 9-3: MAPA DE LA MEMORIA DEL MODBUS DEL DGP (Hoja 5 de 24)

DIRECCIÓN		NOMBRE DEL ÍTEM	UNIDADES	FORMATO	NRO. DE REGISTRO
DEC	HEX				
2817	B01	Event 97		SOE	8
2825	B09	Event 98		SOE	8
2833	B11	Event 99		SOE	8
2841	B19	Event 100		SOE	8
ESTADO DE FALLA					
3072	COO	Mum Faults		INTO	1
3073	C01	Date & Time F1		DTO	7
3080	COS	Disparo Type F1		INTO	1
3081	C09	Date and Time F2		DTO	7
3088	C10	Disparo Type F2		INTO	1
3089	C11	Date and Time F3		DTO	7
3096	C18	Disparo Type F3		INTO	1
INFORME DE FALLA					
4096	1000	Mum Faults		INTO	1
4097	1001	Date&Time F1		DTO	7
4104	1008	Op Time F1	mseg	LONGO	2
4106	100A	Fault Type F1		SP	1
4107	100B	Disparo Type F1		SP	1
4108	100C	PrefaultVAFI	VOLTIOS	LONG1	2
4110	100E	PrefaultVBFI	VOLTIOS	LONG1	2
4112	1010	PrefaultVCFI	VOLTIOS	LONG1	2
4114	1012	PrefaultIASFI	AMP	LONG2	2
4116	1014	PrefaultIBSFI	AMP	LONG2	2
4118	1016	PrefaultICSFI	AMP	LONG2	2
4120	1018	Prefault Watts F1	VATIOS	LONG1	2
4122	101A	PrefaultVarsFI	VAR	LONG1	2
4124	101C	Prefault SysFreq F1	HZ	INT2	1
4125	101D	Fault VA	VOLTIOS	LONG1	2
4127	101F	Fault VB	VOLTIOS	LONG1	2
4129	1021	Fault VC	VOLTIOS	LONG1	2
4131	1023	Fault VN	VOLTIOS	LONG1	2
4133	1025	Fault IAS	AMP	LONG2	2
4135	1027	Fault IBS	AMP	LONG2	2
4137	1029	Fault ICS	AMP	LONG2	2

Tabla 9-3: MAPA DE LA MEMORIA DEL MODBUS DEL DGP (Hoja 6 de 24)

DIRECCIÓN		NOMBRE DEL ÍTEM	UNIDADES	FORMATO	NRO. DE REGISTROS
DEC	HEX				
4139	102B	Fault INS	AMP	LONG2	2
4141	102D	Fault IAR	AMP	LONG2	2
4143	102F	Fault IBR	AMP	LONG2	2
4145	1031	Fault ICR	AMP	LONG2	2
4147	1033	Fault INR	AMP	LONG2	2
4149	1035	SOE1 F1		SOE	8
4157	103D	SOE2 F1		SOE	8
4165	1045	SOE3 F1		SOE	8
4173	104D	SOE4 F1		SOE	8
4181	1055	SOE5 F1		SOE	8
4189	105D	SOE6 F1		SOE	8
4197	1065	SOE7 F1		SOE	8
4205	106D	SOE8 F1		SOE	8
4213	1075	SOE9 F1		SOE	8
4221	107D	SOE10F1		SOE	8
4229	1085	SOE11 F1		SOE	8
4237	108D	SOE12F1		SOE	8
4245	1095	SOE13F1		SOE	8
4253	109D	SOE14F1		SOE	8
4353	1101	Date&Time F2		DTO	7
4360	1108	Op Time F2	mseg	LONGO	2
4362	110A	Fault Type F2		SP	1
4363	110B	Disparo Type F2		SP	1
4364	110C	PrefaultVAF2	VOLTIOS	LONG1	2
4366	110E	PrefaultVBF2	VOLTIOS	LONG1	2
4368	1110	PrefaultVCF2	VOLTIOS	LONG1	2
4370	1112	PrefaultIASF2	AMP	LONG2	2
4372	1114	PrefaultIBSF2	AMP	LONG2	2
4374	1116	PrefaultICSF2	AMP	LONG2	2
4376	1118	Prefault Watts F2	VATIOS	LONG1	2
4378	111A	PrefaultVarsF2	VAR	LONG1	2
4380	me	Prefault SysFreq F2	HZ	INT2	1
4381	111D	Fault VA	VOLTIOS	LONG1	2
4383	111F	Fault VB	VOLTIOS	LONG1	2

Tabla 9-3: MAPA DE LA MEMORIA DEL MODBUS DEL DGP (Hoja 7 de 24)

DIRECCIÓN		NOMBRE DEL ÍTEM	UNIDADES	FORMATO	NRO. DE REGISTROS
DEC	HEX				
4385	1121	Fault VC	VOLTIOS	LONG1	2
4387	1123	Fault VN	VOLTIOS	LONG1	2
4389	1125	Fault IAS	AMP	LONG2	2
4391	1127	Fault IBS	AMP	LONG2	2
4393	1129	Fault ICS	AMP	LONG2	2
4395	112B	Fault INS	AMP	LONG2	2
4397	112D	Fault IAR	AMP	LONG2	2
4399	112F	Fault IBR	AMP	LONG2	2
4401	1131	Fault ICR	AMP	LONG2	2
4403	1133	Fault INR	AMP	LONG2	2
4405	1135	SOE1 F2		SOE	8
4413	113D	SOE2 F2		SOE	8
4421	1145	SOE3 F2		SOE	8
4429	114D	SOE4 F2		SOE	8
4437	1155	SOE5 F2		SOE	8
4445	115D	SOE6 F2		SOE	8
4453	1165	SOE7 F2		SOE	8
4461	116D	SOE8 F2		SOE	8
4469	1175	SOE9 F2		SOE	8
4477	117D	SOE10F2		SOE	8
4485	1185	SOE11 F2		SOE	8
4493	118D	SOE12F2		SOE	8
4501	1195	SOE13F2		SOE	8
4509	119D	SOE14F2		SOE	8
4609	1201	Date&Time F3		DTO	7
4616	1208	Op Time F3	mseg	LONGO	2
4618	120A	Fault Type F3		SP	1
4619	120B	Disparo Type F3		SP	1
4620	120C	PrefaultVAFS	VOLTIOS	LONG1	2
4622	120E	PrefaultVBFS	VOLTIOS	LONG1	2
4624	1210	PrefaultVCFS	VOLTIOS	LONG1	2
4626	1212	PrefaultIASFS	AMP	LONG2	2
4628	1214	PrefaultIBSFS	AMP	LONG2	2
4630	1216	PrefaultICSFS	AMP	LONG2	2

Tabla 9-3: MAPA DE LA MEMORIA DEL MODBUS DEL DGP (Hoja 8 de 24)

DIRECCIÓN		NOMBRE DEL ÍTEM	UNIDADES	FORMATO	NRO. DE REGISTROS
DEC	HEX				
4632	1218	Prefault Watts F3	VATIOS	LONG1	2
4634	121A	PrefaultVarsFS	VAR	LONG1	2
4636	121C	Prefault SysFreq F3	HZ	INT2	1
4637	121D	Fault VA	VOLTIOS	LONG1	2
4639	121F	Fault VB	VOLTIOS	LONG1	2
4641	1221	Fault VC	VOLTIOS	LONG1	2
4643	1223	Fault VN	VOLTIOS	LONG1	2
4645	1225	Fault IAS	AMP	LONG2	2
4647	1227	Fault IBS	AMP	LONG2	2
4649	1229	Fault ICS	AMP	LONG2	2
4651	122B	Fault INS	AMP	LONG2	2
4653	122D	Fault IAR	AMP	LONG2	2
4655	122F	Fault IBR	AMP	LONG2	2
4657	1231	Fault ICR	AMP	LONG2	2
4659	1233	Fault INR	AMP	LONG2	2
4661	1235	SOE1 F3		SOE	8
4669	123D	SOE2 F3		SOE	8
4677	1245	SOE3 F3		SOE	8
4685	124D	SOE4 F3		SOE	8
4693	1255	SOE5 F3		SOE	8
4701	125D	SOE6 F3		SOE	8
4709	1265	SOE7 F3		SOE	8
4717	126D	SOE8 F3		SOE	8
4725	1275	SOE9 F3		SOE	8
4733	127D	SOE10F3		SOE	8
4741	1285	SOE11 F3		SOE	8
4749	128D	SOE12F3		SOE	8
4757	1295	SOE13F3		SOE	8
4765	129D	SOE14F3		SOE	8
CALIBRACIONES OSCILOGRÁFICAS					
5120	1400	Unit ID		INTO	1
5121	1401	SYS FREQ	HZ	INTO	1
5122	1402	SELTVM		SP	1
5123	1403	SELTCM		SP	1

Tabla 9-3: MAPA DE LA MEMORIA DEL MODBUS DEL DGP (Hoja 9 de 24)

DIRECCIÓN		NOMBRE DEL ÍTEM	UNIDADES	FORMATO	NRO. DE REGISTROS
DEC	HEX				
5124	1404	SELPRIM		BOOLEANO	1
5125	1405	CT RATIO		INTO	1
5126	1406	VT RATIO		INT1	1
5127	1407	COMMPORT		SP	1
5128	1408	No utilizado			1
5129	1409	PHASE		BOOLEANO	1
5130	140A	TIMESYNC		SP	1
5131	140B	NUM FITS		INTO	1
5132	140C	PREFLT		INTO	1
5133	140D	OSC TRIG		BOOLEANO	1
5134	140E	NOM VOLTIOS	VOLTIOS	INT1	1
5135	140F	RATEDCUR	AMP	INT2	1
5136	1410	VTCONN		BOOLEANO	1
5137	1411	87G TRIP		SP	1
5138	1412	87G ALARM		SP	1
5139	1413	87GK1	%	INT1	1
5140	1414	87G PICKUP	AMP	INT2	1
5141	1415	46A ALARM		SP	1
5142	1416	46A Pickup	AMP	INT2	1
5143	1417	46ATL14	SEG	INTO	1
5144	1418	46TDISPARO		SP	1
5145	1419	46T ALARM		SP	1
5146	141A	46T PICKUP	AMP	INT2	1
5147	141B	46TK2	SEG	INT1	1
5148	141C	40-1 TRIP		SP	1
5149	141D	40-1 ALARM		SP	1
5150	141E	40-1 CENTER	OHM	INT2	1
5151	141F	40-1 RADIUS	OHM	INT2	1
5152	1420	40-1 TL12	SEG	INT2	1
5153	1421	40-2 TRIP		SP	1
5154	1422	40-2 ALARM		SP	1
5155	1423	40-2 CENTER	OHM	INT2	1
5156	1424	40-2 RADIUS	OHM	INT2	1
5157	1425	40-2 TL1 3	SEG	INT2	1

Tabla 9-3: MAPA DE LA MEMORIA DEL MODBUS DEL DGP (Hoja 10 de 24)

DIRECCIÓN		NOMBRE DEL ÍTEM	UNIDADES	FORMATO	NRO. DE REGISTROS
DEC	HEX				
5158	1426	32-1 TRIP		SP	1
5159	1427	32-1 ALARM		SP	1
5160	1428	32-1SQTREN		LONGO	1
5161	1429	32- 1 REV PWR	VATIOS	INT1	1
5162	142A	32-1 TL1	SEG	INTO	1
5163	142B	AEARM		BOOLEANO	1
5164	142C	32-2 TRIP		SP	1
5165	142D	32-2 ALARM		SP	1
5166	142E	32- 2 REV PWR	VATIOS	INT1	1
5167	142F	32-2 TL2	SEG	INTO	1
5168	1430	51V TRIP		SP	1
5169	1431	51V ALARM		SP	1
5170	1432	51V PICKUP	AMP	INT1	1
5171	1433	51VTIMEFAC	SEG	INT2	1
5172	1434	64G1 TRIP		SP	1
5173	1435	64G1 ALARM		SP	1
5174	1436	64G1 PICKUP	VOLTIOS	INT1	1
5175	1437	64G1 TL4	SEG	INT1	1
5176	1438	64G2 TRIP		SP	1
5177	1439	64G2 ALARM		SP	1
5178	143A	64G2 TL5	SEG	INT1	1
5179	143B	24A ALARM		SP	1
5180	143C	24A PICKUP	POR UNIDAD	INT2	1
5181	143D	24ATL6	SEG	INT1	1
5182	143E	24TDISPAROON_line		SP	1
5183	143F	24TDISPAROOF-line		SP	1
5184	1440	24T ALARM		SP	1
5185	1441	24T CURVE #		INTO	1
5186	1442	24T INV PU	POR UNIDAD	INT2	1
5187	1443	24TTIMEFAC	SEG	INT2	1
5188	1444	24T INST PU	POR UNIDAD	INT2	1
5189	1445	24TTL7	SEG	INT1	1
5190	1446	24T RESET	SEG	INTO	1
5191	1447	59 TRIP		SP	1

Tabla 9-3: MAPA DE LA MEMORIA DEL MODBUS DEL DGP (Hoja 11 de 24)

DIRECCIÓN		NOMBRE DEL ÍTEM	UNIDADES	FORMATO	NRO. DE REGISTROS
DEC	HEX				
5192	1448	59 ALARM		SP	1
5193	1449	59 INV PU	VOLTIOS	INTO	1
5194	144A	59 TIME FAC	SEG	INT2	1
5195	144B	81 UV CUTOFF	%	INTO	1
5196	144C	81 -10 TRIP		SP	1
5197	144D	81 -10 ALARM		SP	1
5198	144E	81-10SETPNT	HZ	INT2	1
5199	144F	81-10TL15	SEG	INT2	1
5200	1450	81 -20 TRIP		SP	1
5201	1451	81 -20 ALARM		SP	1
5202	1452	81-20SETPNT	HZ	INT2	1
5203	1453	81-20TL16	SEG	INT2	1
5204	1454	No utilizado			1
5205	1455	No utilizado			1
5206	1456	No utilizado			1
5207	1457	No utilizado			1
5208	1458	No utilizado			1
5209	1459	No utilizado			1
5210	145A	No utilizado			1
5211	145B	No utilizado			1
5212	145C	81 -1U TRIP		SP	1
5213	145D	81 -1U ALARM		SP	1
5214	145E	81-1USETPNT	HZ	INT2	1
5215	145F	81-1UTL8	SEG	INT1	1
5216	1460	81 -2U TRIP		SP	1
5217	1461	81 -2U ALARM		SP	1
5218	1462	81-2USETPNT	HZ	INT2	1
5219	1463	81-2UTL9	SEG	INT2	1
5220	1464	81 -3U TRIP		SP	1
5221	1465	81 -3U ALARM		SP	1
5222	1466	81-3USETPNT	HZ	INT2	1
5223	1467	81-3UTL10	SEG	INT2	1
5224	1468	81 -4U TRIP		SP	1
5225	1469	81 -4U ALARM		SP	1

Tabla 9-3: MAPA DE LA MEMORIA DEL MODBUS DEL DGP (Hoja 12 de 24)

DIRECCIÓN		NOMBRE DEL ÍTEM	UNIDADES	FORMATO	NRO. DE REGISTROS
DEC	HEX				
5226	146A	81-4USETPNT	HZ	INT2	1
5227	146B	81-4UTL11	SEG	INT2	1
5228	146C	DIGINPSELBKD11		INTO	1
5229	146D	DI3 TRIP		SP	1
5230	146E	DI3 ALARM		SP	1
5231	146F	DI4 TRIP		SP	1
5232	1470	DI4 ALARM		SP	1
5233	1471	VTFE		BOOLEANO	1
5234	1472	40 SELV2SUP		BOOLEANO	1
5235	1473	AE TRIP		SP	1
5236	1474	AE ALARM		SP	1
5237	1475	27 TRIP		SP	1
5238	1476	27 ALARM		SP	1
5239	1477	27 PICKUP	VOLTIOS	INTO	1
5240	1478	27 TIME FAC	SEG	INT2	1
5241	1479	27 CURVE #		INTO	1
5242	147A	51 GN TRIP		SP	1
5243	147B	51 GN ALARM		SP	1
5244	147C	51 GN PICKUP	AMP	INT2	1
5245	147D	51 GN TIME FAC	SEG	INT2	1
5246	147E	59 CURVE #		INTO	1
5247	147F	27TN TRIP		SP	1
5248	1480	27TN ALARM		SP	1
5249	1481	27TN PICKUP	VOLTIOS	INT1	1
5250	1482	27TN TL20	SEG	INT1	1
5251	1483	27TN FORPWRJ.	VATIOS	INTO	1
DATOS OSCILOGRÁFICOS					
5632	1600	IAS SAMP1	AMP	INT2	1
5633	1601	IBS SAMP1	AMP	INT2	1
5634	1602	ICS SAMP1	AMP	INT2	1
5635	1603	INS SAMP1	AMP	INT2	1
5636	1604	IARAMP1	AMP	INT2	1
5637	1605	IBR SAMP1	AMP	INT2	1
5638	1606	ICR SAMP1	AMP	INT2	1

Tabla 9-3: MAPA DE LA MEMORIA DEL MODBUS DEL DGP (Hoja 13 de 24)

DIRECCIÓN		NOMBRE DEL ÍTEM	UNIDADES	FORMATO	NRO. DE REGISTROS
DEC	HEX				
5639	1607	INR SAMP1	AMP	INT2	1
5640	1608	VA SAMP1	VOLTIOS	INT1	1
5641	1609	VB SAMP1	VOLTIOS	INT1	1
5642	160A	VC SAMP1	VOLTIOS	INT1	1
5643	160B	VN SAMP1	VOLTIOS	INT1	1
5644	160C	DI SAMP1		SP	1
5645	160D	DO SAMP1		SP	1
5646	160E	PUFLGO SAMP1		SP	1
5647	160F	PUFLG1 SAMP1		SP	1
5648	1610	PUFLG2 SAMP1		SP	1
5649	1611	PRFLGO SAMP1		SP	1
5650	1612	PRFLG1 SAMP1		SP	1
5651	1613	PRFLG2 SAMP1		SP	1
5652	1614	SAMPDP SAMP1		SP	1
5653	1615	IAS SAMP2	AMP	INT2	1
5654	1616	IBS SAMP2	AMP	INT2	1
5655	1617	ICS SAMP2	AMP	INT2	1
5656	1618	INS SAMP2	AMP	INT2	1
5657	1619	IARAMP2	AMP	INT2	1
5658	161A	IBR SAMP2	AMP	INT2	1
5659	161B	ICR SAMP2	AMP	INT2	1
5660	161C	INR SAMP2	AMP	INT2	1
5661	161D	VA SAMP2	VOLTIOS	INT1	1
5662	161E	VB SAMP2	VOLTIOS	INT1	1
5663	161F	VC SAMP2	VOLTIOS	INT1	1
5664	1620	VN SAMP2	VOLTIOS	INT1	1
5665	1621	DI SAMP2		SP	1
5666	1622	PUFLGO SAMP2		SP	1
5667	1623	PUFLG1 SAMP2		SP	1
5668	1624	PUFLG2 SAMP2		SP	1
5669	1625	PUFLG2 SAMP2		SP	1
5670	1626	PRFLGO SAMP2		SP	1
5671	1627	PRFLG1 SAMP2		SP	1
5672	1628	PRFLG2 SAMP2		SP	1

Tabla 9-3: MAPA DE LA MEMORIA DEL MODBUS DEL DGP (Hoja 14 de 24)

DIRECCIÓN		NOMBRE DEL ÍTEM	UNIDADES	FORMATO	NRO. DE REGISTROS
DEC	HEX				
5673	1629	SAMPPD SAMP2		SP	1
5674	162A	IAS SAMPS	AMP	INT2	1
5675	162B	IBS SAMPS	AMP	INT2	1
5676	162C	ICS SAMPS	AMP	INT2	1
5677	162D	INS SAMPS	AMP	INT2	1
5678	162E	IARAMP3	AMP	INT2	1
5679	162F	IBR SAMPS	AMP	INT2	1
5680	1630	ICR SAMPS	AMP	INT2	1
5681	1631	INR SAMPS	AMP	INT2	1
5682	1632	VA SAMPS	VOLTIOS	INT1	1
5683	1633	VB SAMPS	VOLTIOS	INT1	1
5684	1634	VC SAMPS	VOLTIOS	INT1	1
5685	1635	VN SAMPS	VOLTIOS	INT1	1
5686	1636	DI SAMPS		SP	1
5687	1637	DO SAMPS		SP	1
5688	1638	PUFLGO SAMPS		SP	1
5689	1639	PUFLG1 SAMPS		SP	1
5690	163A	PUFLG2 SAMPS		SP	1
5691	163B	PRFLGO SAMPS		SP	1
5692	163C	PRFLG1 SAMPS		SP	1
5693	163D	PRFLG2 SAMPS		SP	1
5694	163E	SAMPPD SAMPS		SP	1
5695	163F	IAS SAMP4	AMP	INT2	1
5696	1640	IBS SAMP4	AMP	INT2	1
5697	1641	ICS SAMP4	AMP	INT2	1
5698	1642	INS SAMP4	AMP	INT2	1
5699	1643	IARAMP4	AMP	INT2	1
5700	1644	IBR SAMP4	AMP	INT2	1
5701	1645	ICR SAMP4	AMP	INT2	1
5702	1646	INR SAMP4	AMP	INT2	1
5703	1647	VA SAMP4	VOLTIOS	INT1	1
5704	1648	VB SAMP4	VOLTIOS	INT1	1
5705	1649	VC SAMP4	VOLTIOS	INT1	1
5706	164A	VN SAMP4	VOLTIOS	INT1	1

Tabla 9-3: MAPA DE LA MEMORIA DEL MODBUS DEL DGP (Hoja 15 de 24)

DIRECCIÓN		NOMBRE DEL ÍTEM	UNIDADES	FORMATO	NRO. DE REGISTROS
DEC	HEX				
5707	164B	DI SAMP4		SP	1
5708	164C	DO SAMP4		SP	1
5709	164D	PUFLGO SAMP4		SP	1
5710	164E	PUFLG1 SAMP4		SP	1
5711	164F	PUFLG2 SAMP4		SP	1
5712	1650	PRFLGO SAMP4		SP	1
5713	1651	PRFLG1 SAMP4		SP	1
5714	1652	PRFLG2 SAMP4		SP	1
5715	1653	SAMPPD SAMP4		SP	1
5716	1654	IAS SAMP5	AMP	INT2	1
5717	1655	IBS SAMP5	AMP	INT2	1
5718	1656	ICS SAMP5	AMP	INT2	1
5719	1657	INS SAMP5	AMP	INT2	1
5720	1658	IARAMP5	AMP	INT2	1
5721	1659	IBR SAMP5	AMP	INT2	1
5722	165A	ICR SAMP5	AMP	INT2	1
5723	165B	INR SAMP5	AMP	INT2	1
5724	165C	VA SAMP5	VOLTIOS	INT1	1
5725	165D	VB SAMP5	VOLTIOS	INT1	1
5726	165E	VC SAMP5	VOLTIOS	INT1	1
5727	165F	VN SAMP5	VOLTIOS	INT1	1
5728	1660	DI SAMP5		SP	1
5729	1661	DO SAMP5		SP	1
5730	1662	PUFLGO SAMP5		SP	1
5731	1663	PUFLG1 SAMP5		SP	1
5732	1664	PUFLG2 SAMP5		SP	1
5733	1665	PRFLGO SAMP5		SP	1
5734	1666	PRFLG1 SAMP5		SP	1
5735	1667	PRFLG2 SAMP5		SP	1
5736	1668	SAMPPD SAMP5		SP	1
5737	1669	IAS SAMP6	AMP	INT2	1
5738	166A	IBS SAMP6	AMP	INT2	1
5739	166B	ICS SAMP6	AMP	INT2	1
5740	166C	INS SAMP6	AMP	INT2	1

Tabla 9-3: MAPA DE LA MEMORIA DEL MODBUS DEL DGP (Hoja 16 de 24)

DIRECCIÓN		NOMBRE DEL ÍTEM	UNIDADES	FORMATO	NRO. DE REGISTROS
DEC	HEX				
5741	166D	IARAMP6	AMP	INT2	1
5742	166E	IBR SAMP6	AMP	INT2	1
5743	166F	ICR SAMP6	AMP	INT2	1
5744	1670	INR SAMP6	AMP	INT2	1
5745	1671	VA SAMP6	VOLTIOS	INT1	1
5746	1672	VB SAMP6	VOLTIOS	INT1	1
5747	1673	VC SAMP6	VOLTIOS	INT1	1
5748	1674	VN SAMP6	VOLTIOS	INT	1
5749	1675	DI SAMP6		SP	1
5750	1676	DO SAMP6		SP	1
5751	1677	PUFLGO SAMP6		SP	1
5752	1678	PUFLG1 SAMP6		SP	1
5753	1679	PUFLG2 SAMP6		SP	1
5754	167A	PRFLGO SAMP6		SP	1
5755	167B	PRFLG1 SAMP6		SP	1
5756	167C	PRFLG2 SAMP6		SP	1
5757	167D	SAMPPD SAMP6		SP	1
5758	167E	IAS SAMP7	AMP	INT2	1
5759	167F	IBS SAMP7	AMP	INT2	1
5760	1680	ICS SAMP7	AMP	INT2	1
5761	1681	INS SAMP7	AMP	INT2	1
5762	1682	IARAMP7	AMP	INT2	1
5763	1683	IBR SAMP7	AMP	INT2	1
5764	1684	ICR SAMP7	AMP	INT2	1
5765	1685	INR SAMP7	AMP	INT2	1
5766	1686	VA SAMP7	VOLTIOS	INT1	1
5767	1687	VB SAMP7	VOLTIOS	INT1	1
5768	1688	VC SAMP7	VOLTIOS	INT1	1
5769	1689	VN SAMP7	VOLTIOS	INT1	1
5770	168A	DI SAMP7		SP	1
5771	168B	DO SAMP7		SP	1
5772	168C	PUFLGO SAMP7		SP	1
5773	168D	PUFLG1 SAMP7		SP	1
5774	168E	PUFLG2 SAMP7		SP	1

Tabla 9-3: MAPA DE LA MEMORIA DEL MODBUS DEL DGP (Hoja 17 de 24)

DIRECCIÓN		NOMBRE DEL ÍTEM	UNIDADES	FORMATO	NRO. DE REGISTROS
DEC	HEX				
5775	168F	PRFLGO SAMP7		SP	1
5776	1690	PRFLG1 SAMP7		SP	1
5777	1691	PRFLG2 SAMP7		SP	1
5778	1692	SAMPPD SAMP7		SP	1
5779	1693	IAS SAMP8	AMP	INT2	1
5780	1694	IBS SAMP8	AMP	INT2	1
5781	1695	ICS SAMP8	AMP	INT2	1
5782	1696	INS SAMP8	AMP	INT2	1
5783	1697	IARAMP8	AMP	INT2	1
5784	1698	IBR SAMP8	AMP	INT2	1
5785	1699	ICR SAMP8	AMP	INT2	1
5786	169A	INR SAMP8	AMP	INT2	1
5787	169B	VA SAMP8	VOLTIOS	INT1	1
5788	169C	VB SAMP8	VOLTIOS	INT1	1
5789	169D	VC SAMP8	VOLTIOS	INT1	1
5790	169E	VN SAMP8	VOLTIOS	INT1	1
5791	169F	DI SAMP8		SP	1
5792	16A0	DO SAMP8		SP	1
5793	16A1	PUFLGO SAMP8		SP	1
5794	16A2	PUFLG1 SAMP8		SP	1
5795	16A3	PUFLG2 SAMP8		SP	1
5796	16A4	PRFLGO SAMP8		SP	1
5797	16A5	PRFLG1 SAMP8		SP	1
5798	16A6	PRFLG2 SAMP8		SP	1
5799	16A7	SAMPPD SAMP8		SP	1
5800	16A8	IAS SAMP9	AMP	INT2	1
5801	16A9	IBS SAMP9	AMP	INT2	1
5802	16AA	ICS SAMP9	AMP	INT2	1
5803	16AB	INS SAMP9	AMP	INT2	1
5804	16AC	IARAMP9	AMP	INT2	1
5805	16AD	IBR SAMP9	AMP	INT2	1
5806	16AE	ICR SAMP9	AMP	INT2	1
5807	16AF	INR SAMP9	AMP	INT2	1
5808	16B0	VA SAMP9	VOLTIOS	INT1	1

Tabla 9-3: MAPA DE LA MEMORIA DEL MODBUS DEL DGP (Hoja 18 de 24)

DIRECCIÓN		NOMBRE DEL ÍTEM	UNIDADES	FORMATO	NRO. DE REGISTROS
DEC	HEX				
5809	16B1	VB SAMP9	VOLTIOS	INT1	1
5810	16B2	VC SAMP9	VOLTIOS	INT1	1
5811	16B3	VN SAMP9	VOLTIOS	INTO	1
5812	16B4	DI SAMP9		SP	1
5813	16B5	DO SAMP9		SP	1
5814	16B6	PUFLGO SAMP9		SP	1
5815	16B7	PUFLG1 SAMP9		SP	1
5816	16B8	PUFLG2 SAMP9		SP	1
5817	16B9	PRFLGO SAMP9		SP	1
5818	16BA	PRFLG1 SAMP9		SP	1
5819	16BB	PRFLG2 SAMP9		SP	1
5820	16BC	SAMPPD SAMP9		SP	1
5821	16BD	IASSAMP10	AMP	INT2	1
5822	16BE	IBSSAMP10	AMP	INT2	1
5823	16BF	ICSSAMP10	AMP	INT2	1
5824	16CO	INSSAMP10	AMP	INT2	1
5825	16C1	IARAMP10	AMP	INT2	1
5826	16C2	IBRSAMP10	AMP	INT2	1
5827	16C3	ICRSAMP10	AMP	INT2	1
5828	16C4	INRSAMP10	AMP	INT2	1
5829	16C5	VASAMP10	VOLTIOS	INT1	1
5830	16C6	VBSAMP10	VOLTIOS	INT1	1
5831	16C7	VCSAMP10	VOLTIOS	INT1	1
5832	16C8	VNSAMP10	VOLTIOS	INT1	1
5833	16C9	DISAMP10		SP	1
5834	16CA	DOSAMP10		SP	1
5835	16CB	PUFLGO SAMP10		SP	1
5836	16CC	PUFLG1 SAMP11		SP	1
5837	16CD	PUFLG2SAMP10		SP	1
5838	16CE	PRFLGO SAMP10		SP	1
5839	16CF	PRFLG1 SAMP10		SP	1
5840	16DO	PRFLG2SAMP10		SP	1
5841	16D1	SAMPPD SAMP10		SP	1
5842	16D2	IASSAMP11	AMP	INT2	1

Tabla 9-3: MAPA DE LA MEMORIA DEL MODBUS DEL DGP (Hoja 19 de 24)

DIRECCIÓN		NOMBRE DEL ÍTEM	UNIDADES	FORMATO	NRO. DE REGISTRO
DEC	HEX				
5843	16D3	IBSSAMP11	AMP	INT2	1
5844	16D4	ICSSAMP11	AMP	INT2	1
5845	16D5	INSSAMP11	AMP	INT2	1
5846	16D6	IARAMP11	AMP	INT2	1
5847	16D7	IBRSAMP11	AMP	INT2	1
5848	16D8	ICRSAMP11	AMP	INT2	1
5849	16D9	INRSAMP11	AMP	INT2	1
5850	16DA	VASAMP11	VOLTIOS	INT1	1
5851	16DB	VBSAMP11	VOLTIOS	INT1	1
5852	16DC	VCSAMP11	VOLTIOS	INT1	1
5853	16DD	VNSAMP11	VOLTIOS	INT1	1
5854	16DE	DISAMP11		SP	1
5855	16DF	DOSAMP11		SP	1
5856	16EO	PUFLGOSAMP11		SP	1
5857	16E1	PUFLG1 SAMP11		SP	1
5858	16E2	PUFLG2SAMP11		SP	1
5859	16E3	PRFLGOSAMP11		SP	1
5860	16E4	PRFLG1SAMP11		SP	1
5861	16E5	PRFLG2SAMP11		SP	1
5862	16E6	SAMPPDSAMP11		SP	1
5863	16E7	IASSAMP12	AMP	INT2	1
5864	16E8	IBSSAMP12	AMP	INT2	1
5865	16E9	ICSSAMP12	AMP	INT2	1
5866	16EA	INSSAMP12	AMP	INT2	1
5867	16EB	IARAMP12	AMP	INT2	1
5868	16EC	IBRSAMP12	AMP	INT2	1
5869	16ED	ICRSAMP12	AMP	INT2	1
5870	16EE	INRSAMP12	AMP	INT2	1
5871	16EF	VASAMP12	VOLTIOS	INT1	1
5872	16FO	VBSAMP12	VOLTIOS	INT1	1
5873	16F1	VCSAMP12	VOLTIOS	INT1	1
5874	16F2	VNSAMP12	VOLTIOS	INT1	1
5875	16F3	DISAMP12		SP	1
5876	16F4	DOSAMP12		SP	1

Tabla 9-3: MAPA DE LA MEMORIA DEL MODBUS DEL DGP (Hoja 20 de 24)

DIRECCIÓN		NOMBRE DEL ÍTEM	UNIDADES	FORMATO	NRO. DE REGISTROS
DEC	HEX				
5877	16F5	PUFLGOSAMP12		SP	1
5878	16F6	PUFLG1 SAMP12		SP	1
5879	16F7	PUFLG2SAMP12		SP	1
5880	16F8	PRFLGOSAMP12		SP	1
5881	16F9	PRFLG1 SAMP12		SP	1
5882	16FA	PRFLG2SAMP12		SP	1
5883	16FB	SAMPPDSAMP12		SP	1
REGISTROS DE CONTROL OSCILOGRÁFICO					
6142	17FE	Cycle Number		INTO	1
6143	17FF	Fault Number		INTO	1
ESTADO DEL DGP					
6144	1800	SSP STAT		SP	1
6145	1801	DAP STAT		SP	1
6146	1802	DSP1 STAT		SP	1
6147	1803	DSP2 STAT		SP	1
6148	1804	DSPTS STAT		SP	1
6149	1805	ANI STAT		SP	1
6150	1806	MMI STAT		SP	1
6151	1807	MGM1 STAT		SP	1
6152	1808	MGM2 STAT		SP	1
6153	1809	DITSTAT		SP	1
6154	180A	PWR1 STAT		SP	1
6155	180B	PWR2 STAT		SP	1
6156	180C	MISC STAT		SP	1
CONTRASEÑAS MMI					
7168	1COO	MASTER PSW		ASCII	16
7184	1C10	SETT PSW		ASCII	16
CALIBRACIONES					
16384	4000	Unit ID		INTO	1
16385	4001	SYS FREQ	HZ	INTO	1
16386	4002	SELTVM		SP	1
16387	4003	SELTCM		SP	1
16388	4004	SELPRIM		BOOLEAN	1
16389	4005	CT RATIO		INTO	1

Tabla 9-3: MAPA DE LA MEMORIA DEL MODBUS DEL DGP (Hoja 21 de 24)

DIRECCIÓN		NOMBRE DEL ÍTEM	UNIDADES	FORMATO	NRO. DE REGISTROS
DEC	HEX				
16390	4006	VT RATIO		INT1	1
16391	4007	COMMPORT		SP	1
16392	4008	PHASE		BOOLEANO	1
16393	4009	TIMESYNC		SP	1
16394	400A	NUM FITS		INTO	1
16395	400B	PREFLT		INTO	1
16396	400C	OSC TRIG		BOOLEANO	1
16397	400D	NOM VOLTIOS	VOLTIOS	INT1	1
16398	400E	RATEDCUR	AMP	INT2	1
16399	400F	VTCONN		BOOLEANO	1
16400	4010	NCTRATIO		INTO	1
16640	4100	87G TRIP		SP	1
16641	4101	87G ALARM		SP	1
16642	4102	87GK1	%	INT1	1
16643	4103	87G PICKUP	AMP	INT2	1
16896	4200	46A ALARM		SP	1
16897	4201	46A Pickup	AMP	INT2	1
16898	4202	46ATL14	SEG	INTO	1
17152	4300	46TDISPARO		SP	1
17153	4301	46T ALARM		SP	1
17154	4302	46T PICKUP	AMP	INT2	1
17155	4303	46TK2	SEG	INT1	1
17408	4400	40 SELV2SUP		BOOLEANO	1
17664	4500	40-1 TRIP		SP	1
17665	4501	40-1 ALARM		SP	1
17666	4502	40-1 CENTER	OHM	INT2	1
17667	4503	40-1 RADIUS	OHM	INT2	1
17668	4504	40-1 TL12	SEG	INT2	1
17920	4600	40-2 TRIP		SP	1
17921	4601	40-2 ALARM		SP	1
17922	4601	40-2 CENTER	OHM	INT2	1
17923	4602	40-2 RADIUS	OHM	INT2	1
17924	4603	40-2 TL1 3	SEG	INT2	1
18176	4700	32-1 TRIP		SP	1

Tabla 9-3: MAPA DE LA MEMORIA DEL MODBUS DEL DGP (Hoja 22 de 24)

DIRECCIÓN		NOMBRE DEL ÍTEM	UNIDADES	FORMATO	NRO. DE REGISTROS
DEC	HEX				
18177	4701	32-1 ALARM		SP	1
18178	4702	32-1SQTREN		LONGO	1
18179	4703	32- 1 REV PWR	VATIOS	INT1	1
18180	4704	32-1 TL1	SEG	INTO	1
18432	4800	32-2 TRIP		SP	1
18433	4801	32-2 ALARM		SP	1
18434	4802	32- 2 REV PWR	VATIOS	INT1	1
18435	4803	32-2 TL2	SEG	INTO	1
18688	4900	51V TRIP		SP	1
18689	4901	51V ALARM		SP	1
18690	4902	51V PICKUP	AMP	INT1	1
18691	4903	51VTIMEFAC	SEG	INT2	1
18944	4A00	64G1 TRIP		SP	1
18945	4A01	64G1 ALARM		SP	1
18946	4A02	64G1 PICKUP	VOLTIOS	INT1	1
18947	4A03	64G1 TL4	SEG	INT1	1
19200	4B00	64G2 TRIP		SP	1
19201	4B01	64G2 ALARM		SP	1
19202	4B02	64G2 TL5	SEG	INT1	1
19456	4COO	24A ALARM		SP	1
19457	4C01	24A PICKUP	POR UNIDAD	INT2	1
19458	4C02	24ATL6	SEG	INT1	1
19712	4DOO	24TDISPAROON_line		SP	1
19713	4D01	24TDISPAROOFF-line		SP	1
19714	4D02	24T ALARM		SP	1
19715	4D03	24T CURVE #		INTO	1
19716	4D04	24T INV PU	POR UNIDAD	INT2	1
19717	4D05	24TTIMEFAC	SEG	INT2	1
19718	4D06	24T INST PU	POR UNIDAD	INT2	1
19719	4D07	24TTL7	SEG	INT1	1
19720	4D08	24T RESET	SEG	INTO	1
19968	4EOO	59 TRIP		SP	1
19969	4E01	59 ALARM		SP	1
19970	4E02	59 INV PU	VOLTIOS	INTO	1

Tabla 9-3: MAPA DE LA MEMORIA DEL MODBUS DEL DGP (Hoja 23 de 24)

DIRECCIÓN		NOMBRE DEL ÍTEM	UNIDADES	FORMATO	NRO. DE REGISTROS
DEC	HEX				
19971	4E03	59 TIME FAC	SEG	INT2	1
19972	4E04	59 CURVE #		INTO	1
19973	4E05	59 INST PU	VOLTIOS	INTO	1
20224	4FOO	81 UV CUTOFF	%	INTO	1
20480	5000	81 -1U TRIP		SP	1
20481	5001	81 -1U ALARM		SP	1
20482	5002	81-1USETPNT	HZ	INT2	1
20483	5003	81-1UTL8	SEG	INT1	1
20736	5100	81 -2U TRIP		SP	1
20737	5101	81 -2U ALARM		SP	1
20738	5102	81-2USETPNT	HZ	INT2	1
20739	5103	81-2UTL9	SEG	INT2	1
20992	5200	81 -3U TRIP		SP	1
20993	5201	81 -3U ALARM		SP	1
20994	5202	81-3USETPNT	HZ	INT2	1
20995	5203	81-3UTL10	SEG	INT2	1
21248	5300	81 -4U TRIP		SP	1
21249	5301	81 -4U ALARM		SP	1
21250	5302	81-4USETPNT	HZ	INT2	1
21251	5303	81-4UTL11	SEG	INT2	1
21504	5400	81 -10 TRIP		SP	1
21505	5401	81 -10 ALARM		SP	1
21506	5402	81-10SETPNT	HZ	INT2	1
21507	5403	81-10TL15	SEG	INT2	1
21760	5500	81 -20 TRIP		SP	1
21761	5501	81 -20 ALARM		SP	1
21762	5502	81-20SETPNT	HZ	INT2	1
21763	5503	81-20TL16	SEG	INT2	1
22016	5600	81 -30 TRIP		SP	1
22017	5601	81 -30 ALARM		SP	1
22018	5602	81-30SETPNT	HZ	INT2	1
22019	5603	81-30TL17	SEG	INT2	1
22272	5700	81 -40 TRIP		SP	1
22273	5701	81 -40 ALARM		SP	1

Tabla 9-3: MAPA DE LA MEMORIA DEL MODBUS DEL DGP (Hoja 24 de 24)

DIRECCIÓN		NOMBRE DEL ÍTEM	UNIDADES	FORMATO	NRO. DE REGISTROS
DEC	HEX				
22274	5702	81-40SETPNT	HZ	INT2	1
22275	5703	81-40TL18	SEG	INT2	1
22528	5800	DIGINPSELBKD11		INTO	1
22529	5801	DI3 TRIP		SP	1
22530	5802	DI3 ALARM		SP	1
22531	5803	DI3 TIMER	SEG	INT2	1
22532	5804	DI4 TRIP		SP	1
22533	5805	DI4 ALARM		SP	1
22534	5806	DI4 TIMER	SEG	INT2	1
22535	5807	DI6 FUNG		BOOLEAN	1
22784	5900	VTFF		BOOLEAN	1
23040	5A00	AE TRIP		SP	1
23041	5A01	AE ALARM		SP	1
23042	5A02	AEARM		BOOLEANO	1
23296	5BO0	51 GN TRIP		SP	1
23297	5B01	51 GN ALARM		SP	1
23298	5B02	51 GN PICKUP	AMP	INT2	1
23299	5B03	51GNTIMEFAC	SEG	INT2	1
23552	5COO	27 TRIP		SP	1
23553	5C01	27 ALARM		SP	1
23554	5C02	27 PICKUP	VOLTIOS	INTO	1
23555	5C03	27 TIME FAC	SEG	INT2	1
23556	5C04	27 CURVE #		INTO	1
23808	5DOO	27TN TRIP		SP	1
23809	5D01	27TN ALARM		SP	1
23810	5D02	27TN PICKUP	VOLTIOS	INT1	1
23811	5D03	27TN TL20	SEG	INT1	1
23812	5D04	27TN FORPWR_L	VATIOS	INTO	1
23813	5D05	27TN FORPWR_H	VATIOS	INTO	1
ID DEL GENERADOR Y DE LA ESTACIÓN					
32256	7EOO	STATION ID		ASCII	32
32288	7E20	GENERATOR ID		ASCII	32

9.6.1 DESCRIPCIÓN

Los siguientes comandos de lazo son aceptados por el relé DGP. No admite los comandos múltiples. Pueden ser ejecutados solamente por el código de función 05H. Tanto las direcciones de lazo hexadecimal como las de decimal están desplazadas.

Tabla 9-4: COMANDOS DE LAZO

DIRECCIÓN		COMANDO DE LAZO
DEC	HEX	
0	0	END COMMAND*
1	1	ENABLE OUTPUT
1	1	DISABLE OUTPUT
2	2	RESET FAULT
3	3	RESET EVENTS
4	4	RESET TARGET
100	64	END RELAY TEST
101	65	RELAY TEST 87G
102	66	RELAY TEST 46A
103	67	RELAY TEST 46T
104	68	RELAY TEST 40-1
105	69	RELAY TEST 40-2
106	6A	RELAY TEST 32-1
107	6B	RELAY TEST 32-2
108	6C	RELAY TEST 51V
109	6D	RELAY TEST 64G1
110	6E	RELAY TEST 64G2
111	6F	RELAY TEST 24A
112	70	RELAY TEST 24T
113	71	RELAY TEST 59
114	72	RELAY TEST 81 -1U
115	73	RELAY TEST 81 -2U
116	74	RELAY TEST 81 -3U
117	75	RELAY TEST 81 -4U

DIRECCIÓN		COMANDO DE LAZO
DEC	HEX	
118	76	RELAY TEST 81 -10
119	77	RELAY TEST 81 -20
120	78	RELAY TEST VTFF
121	79	RELAY TESTAE
122	7A	RELAY TEST 51 GN
123	7B	RELAY TEST 27
124	7C	RELAY TEST 27TN
200	C8	END DO TEST
201	C9	DO TEST 94G
202	CA	DO TEST 94G1
203	CB	DO TEST 94G2
204	CC	DO TEST 94G3
205	CD	DO TEST 74A
206	CE	DO TEST 74B
207	CF	DO TEST 74C
208	DO	DO TEST 74D
209	D1	DO TEST 74CR
210	D2	DO TEST 74NC
211	D3	DO TEST 74FF
300	12C	TRIP BRKR 94G
301	12D	TRIP BRKR 94G1
302	12E	TRIP BRKR 94G2
303	12F	TRIP BRKR 94G3

* END COMMAND debe enviarse después de enviar las nuevas calibraciones al DGP.

9.7.1 DESCRIPCIÓN

El usuario puede normalmente cambiar las calibraciones sólo si las calibraciones en el relé no están invalidadas. En un relé totalmente nuevo, los contenidos de la EEPROM no están definidos. En consecuencia, el comando de calibrado de fábrica debe utilizarse para programar el relé.

El comando de fábrica se ejecutará cuando el maestro envíe el comando con una dirección de esclavo 0FFH (255 decimal). Observar que la dirección de esclavo 255 no es una dirección de esclavo modbus válida y que está siendo utilizada por el relé sólo para comandos internos de fábrica de GE.

El relé DGP no responderá a una falla de CRC si la dirección del esclavo es 255. Cuando se coloca el relé en una configuración multipunto es posible recibir un ID de esclavo de 255, causado por algún error de comunicación. En consecuencia, el relé no responderá.

Las únicas funciones de ID aceptadas en comando de Fábrica son 10H, 06H y 05H con una dirección de lazo correspondiente al END (29H).

Las configuraciones de fábrica se descargan en tres grupos

- Configuraciones
- ID de Estación y Generador
- Número de modelo

Una vez descargadas las configuraciones de fábrica, el MAESTRO debe enviar un comando END con la dirección de esclavo 255 para efectivizar los cambios.

La calibración y ID de Estación Generador debe tener el mismo mapa de registro descrito en las secciones previas. El número de modelo puede ser escrito en los registros 0000 a 000FH. Los registros de número de modelo son normalmente registros de sólo lectura. La única excepción en la que pueden ser escritos es con los comandos de fábrica.

10.1.1 PANORAMA GENERAL

Las Calibraciones y la ID del Generador tendrán el mismo mapa de registro que se describe en las secciones previas. El número de modelo puede estar expresado en los registros 0000 a 000FH. Normalmente, los registros del número de modelo son registros de Sólo lectura. La única excepción en la que pueden escribirse es utilizando el comando de fábrica.

10.1.2 REQUISITOS DEL SISTEMA**a) HARDWARE**

- Mínimo: X86 - base PC (se recomienda Pentium o superior).
- Placa de puerto en serie múltiple de alto rendimiento. El controlador para la placa en serie debe instalarse previamente y configurarse (el sistema ha sido probado con las placas de interfaz en serie Equinox AT y también con los puertos COMM estándar de una PC).
- Si se utiliza un módem, debe instalarse y el controlador debe ser compatible con TAPI.

b) SOFTWARE

- Windows NT 4.0 (SP 3 o posterior) o Windows 95/98.
- Mínimo de 32 MB RAM.
- Si se utilizan un módem para las comunicaciones, el driver del módem debe instalarse y funcionar.
- Software PKZip para la extracción del archivo GE-Link.

10.1.3 INSTALACIÓN

1. Insertar el CD GE Power Management Products en su dispositivo de CD-ROM local o apuntar su buscador de la red al sitio de GE Power Management en www.GEindustrial.com/pm. Bajo Windows 95/98, el CD presentará automáticamente la pantalla de bienvenida. Debido a que el CD de productos es esencialmente una instantánea del sitio de GE Power Management en la red, los procedimientos de instalación para el CD y para la red son idénticos.
2. Presionar el artículo correspondiente al Índice por Nombre de Producto (Product Name) en la página principal y seleccionar DGP Digital Generator Protection de la lista de productos para abrir la página de productos DGP.
3. Presionar Software de la lista Product Resources para pasar a la página de software 745.
4. Aparecerá la última versión del GE-Link, junto con las instrucciones de instalación adicionales y las notas sobre la versión. Seleccionar GE-Link Version 2.0 (admite DGP) para descargar el programa de instalación en su PC local. Ejecutar el programa de instalación y seguir las indicaciones para instalar el software en el directorio deseado. Una vez finalizado, aparecerá una nueva ventana GE Power Management con el icono GE-Link.

10.2.1 PUENTES DE PROTECCIÓN

Para tener un control remoto total de la unidad, deben retirarse los puentes instalados en fábrica J1 y J2. La instalación del J1 desactiva el cierre remoto de todos los relés de salida. La instalación del J2 desactiva todos los cambios de las calibraciones remotas y la activación/desactivación de las salidas (ver Figura 3-4: MÓDULO DE LA MMI DEL DGP en la página 3-5).

10.2.2 INTERFAZ DEL USUARIO DE GE-LINK

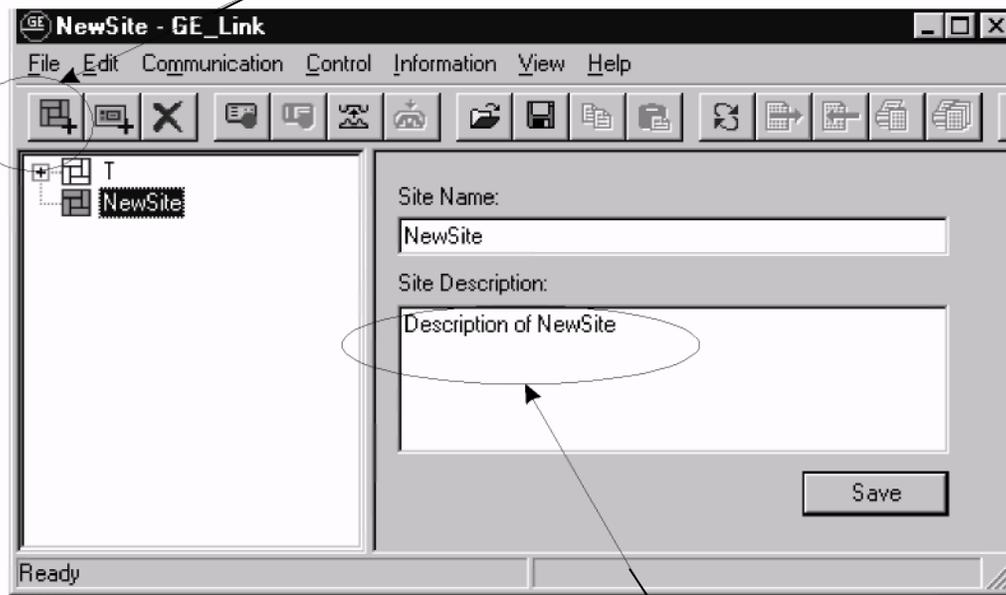
Todas las acciones del usuario se clasifican en estas categorías.

- Agregar/modificar/borrar un sitio (Ubicación).
- Agregar/modificar/borrar una IED.
- Modos de operación.
- Conectarse y desconectarse de una IED.
- Recuperar información de una IED.
- Leer/enviar cambios de calibración desde/hacia una IED.
- Enviar comandos de control a una IED.
- Copiar/pegar/imprimir calibraciones.

10.2.3 AGREGAR/MODIFICAR UN SITIO (UBICACIÓN)

El siguiente diagrama muestra el modo de agregar una nueva Ubicación.

Presionar este botón para agregar un nuevo sitio o seleccionar **File > Add New Location**.



Propiedades del sitio

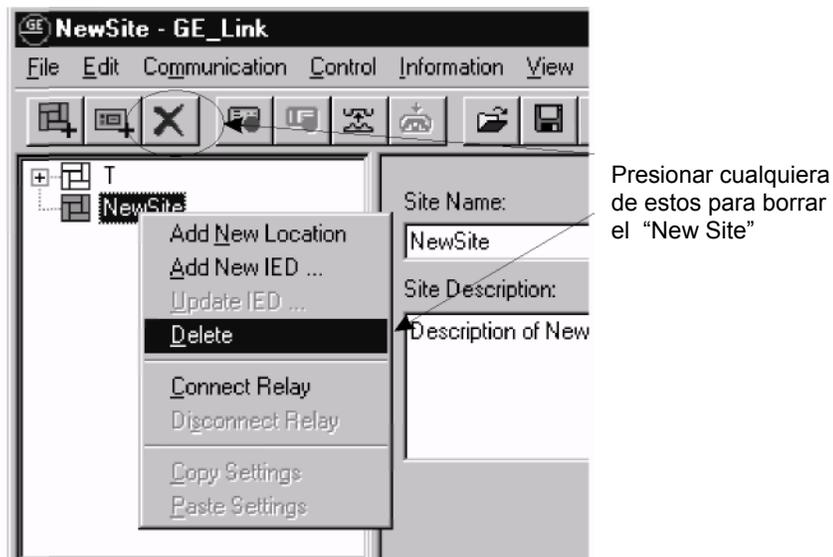
Después de agregar, presionar el botón **Save** para guardar el sitio en la base de datos. Para modificar las propiedades del sitio, hacer click en el sitio y cambiar el nombre/descripción y luego presionar el botón **Save**.

10.2.4 BORRAR UN SITIO (UBICACIÓN)

Para borrar un sitio:

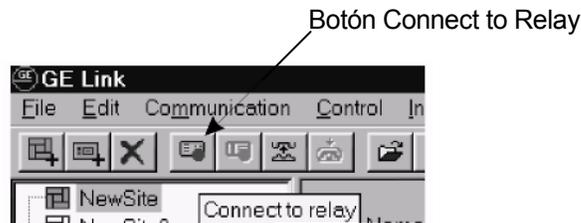
1. Borrar todas las IEDs asociadas a ese sitio.
2. Seleccionar el sitio y presionar el botón **Delete** o el icono del menú Delete (que se muestra en el siguiente diagrama).

Este diagrama muestra el modo de borrar un sitio.



10.3.1 CONEXIÓN EN SERIE

1. Presionar el icono del menú Connect to Relay o seleccionar **Communication > Connect Relay**.



2. Si se solicita una contraseña, ingresar la correspondiente al nivel de acceso deseado y presionar OK.
3. Para desconectar, presionar el botón **Disconnect**.

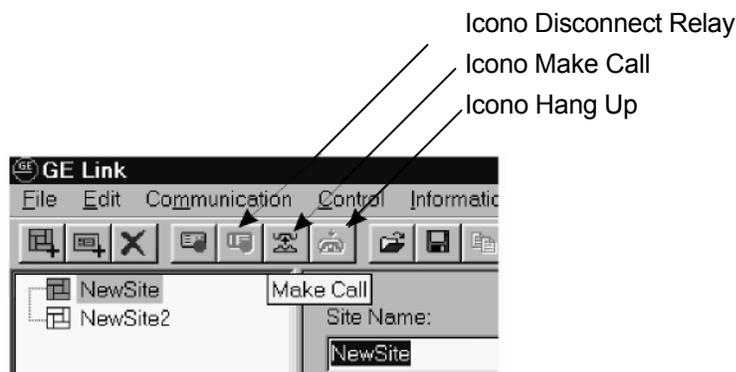


NOTA

Si se ingresa una contraseña incorrecta en tres intentos consecutivos utilizando el GE-Link, el DGP mostrará "WARN 60" y operará el relé 74NC. Para eliminar esta condición, el usuario debe registrarse y salir correctamente utilizando el GE-Link.

10.3.2 CONEXIÓN DEL MÓDEM

1. Presionar el icono del menú MakeCall o seleccionar **Communication > MakeCall**.



2. Ingresar el número telefónico en el cuadro de diálogo que lo solicita y presionar **OK**.
3. GE-Link intentará realizar la conexión telefónica con el módem remoto. Si la conexión con el módem tiene éxito, presionar Connect to Relay o seleccionar **Communication > Connect Relay**.
4. Si se solicita una contraseña, ingresar la correspondiente al nivel de acceso deseado y presionar **OK**.
5. Para desconectar, presionar Disconnect Relay o seleccionar **Communication > Disconnect Relay**.
6. Para colgar, presionar Hang Up o seleccionar **Communication>Hang Up**.



NOTA

Después de desconectar un relé, el usuario puede conectarse a otro relé en la misma línea telefónica sin cortar la conexión telefónica.

10.3.3 MODOS IED

Un modo es el estado actual del IED. El modo indica si el IED está conectado o no, y en caso de estar conectado, el nivel de acceso de la conexión.



El modo del IED seleccionado se mostrará en el extremo inferior derecho de la barra de estado.

Los modos posibles son:

- EDIT MODE: cuando el IED está en modo desconectado.
- VIEW MODE: cuando el IED está conectado con el nivel de acceso - VIEW.
- SETT MODE: cuando el IED está conectado con el nivel de acceso - SETTINGS.
- CTRL MODE: cuando el IED está conectado con el nivel de acceso - CONTROL.

10.3.4 AGREGAR/MODIFICAR UN IED

a) AGREGAR UN IED

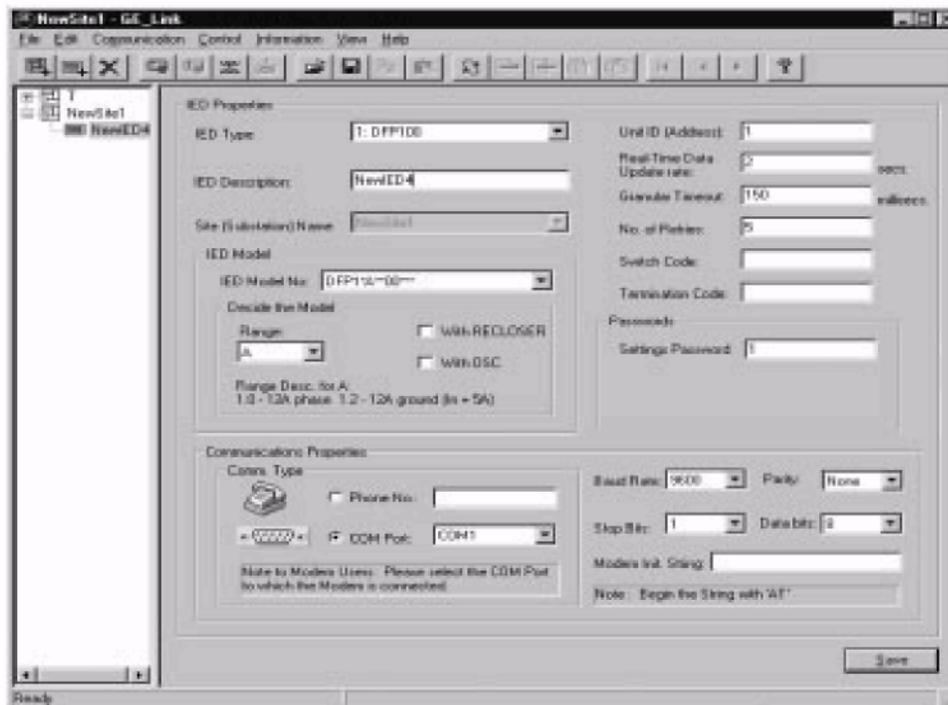
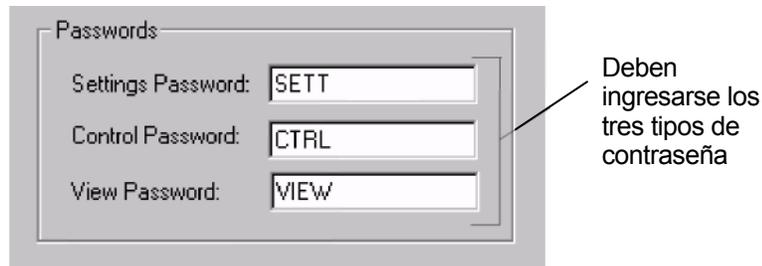


Figura 10-1: VENTANA DE PROPIEDADES DEL IED

1. Para cualquier tipo de IED (excepto el DGP con comunicación Modbus) el usuario debe ingresar las tres contraseñas (Settings, View, y Control). Las contraseñas remotas pueden obtenerse de la MMI y decodificarse para obtener **Settings Password**, **Control Password** y **View Password**.



2. Si se utiliza un interruptor como multiplicador para tener múltiples IEDs en el mismo puerto, no es necesario ingresar el **Switch Code y Termination Code**. Estos códigos dependen del interruptor que se esté utilizando. Si no se están utilizando interruptores, dejarlos en blanco.
3. En **Phone No** debe ingresarse el número telefónico, sin espacios ni guiones entre los dígitos. Además, debe ingresarse el número completo (con los prefijos de larga distancia si corresponden). En los casos en que se utilice una línea de módem, ingresar el número telefónico del módem conectado al relé.
4. Debe ingresarse el módem de la PC **COM Port** (en el que GE-Link está operando) incluso cuando se utiliza un módem.
5. Opcionalmente, puede utilizarse **Modem INIT String** para inicializar el módem. INIT debe construirse utilizando los comandos de configuración del módem.
6. Presionar el botón **Save** para guardar el IED. GE-Link guardará en las ramas Information, Settings y Operations bajo IED en el Árbol.

b) MODIFICAR LAS PROPIEDADES DEL IED

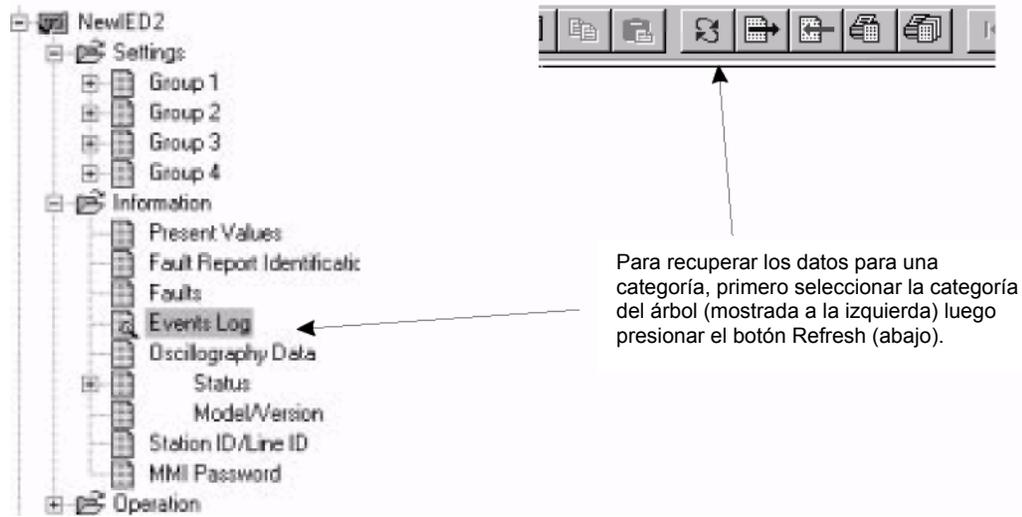
1. La IED debe estar en Disconnected STATE o EDIT MODE.
2. Realizar los cambios necesarios según se indicara anteriormente.
3. Presionar el botón **Save** para guardar los cambios.

c) BORRAR UNA IED

1. La IED debe estar en Disconnected STATE o EDIT MODE.
2. Seleccionar la IED que se desea borrar.
3. Haga clic en el icono Delete o seleccione el artículo de menú **File > Delete Menu**.

10.3.5 RECUPERAR INFORMACIÓN

1. Al estar conectado a un IED, el GE-Link recupera las información de las Calibraciones y de las no-calibraciones.
2. Presionar en una categoría específica en el Árbol directamente después de establecer la conexión. El GE-Link recupera los datos del IED.
3. Los accesos posteriores a una calibración específica sólo muestran la última información recuperada. Para ver la información de las Calibraciones más actualizada, presionar la categoría Calibraciones (Settings), luego el icono Refresh (o seleccionar **Edit >Refresh**). El GE-Link lee los últimos cambios y actualizaciones de la pantalla de las Calibraciones.



4. Los datos recuperados se muestran en el Spread control como se muestra a continuación.

	Data Description	Data Value	Unit	Min	Max
1	Select Zone 1 Ground	No			
2	Select Zone 1 Phase	Yes			
3	Phase Reach (M1)	5.40	OHMS	0.01	50.00
4	Ground Reach (M1G)	5.40	OHMS	0.01	50.00
5	Select Zone 1 Ground Unit	MHO			
6	Reach Setting of Mho Unit	20.00	OHMS	0.01	50.00
7	Zero-Sequence Current Compensation (K0)	2.7		1.0	7.0
8	Zone 1 Extension Reset	4.0	SEC	0.0	6.0

10.4.1 MODO EDIT

1. Cuando se crea una IED, el GE-Link crea una Default Setting (calibración por omisión) para ella.
2. El usuario puede seleccionar una IED, editar las calibraciones por omisión, luego guardarla en un archivo local. Para guardar las calibraciones en un archivo seleccionar **File > Save Settings To File** o presionar Save.
3. Esta acción puede ejecutarse antes de conectar una IED o mientras el GE-Link está en EDIT MODE (ver SETTINGS MODE a continuación).

10.4.2 MODO SETTINGS

El acceso a los cambios de calibraciones requiere que el usuario ingrese al DGP con la contraseña correcta para Calibraciones (no requerida para los modelos de DGP con Modbus).

Los cambios de calibraciones se realizan presionando en una celda (valor del dato) e ingresando el nuevo dato.

- Si el valor de dato es una lista desplegable, seleccionar el nuevo valor de la lista.
- Si el valor tiene una caja para seleccionar, marcarla o retirar la marca.
- Si el valor del dato es una caja de edición, ingresar el nuevo valor (dentro del rango especificado por los valores MIN y MAX).



El control del rango de datos y la validación no serán ejecutados por el GE-Link.

Para enviar cambios al DGP, presionar en otra celda, luego presionar Send Settings o seleccionar Control > Send Settings to Relay.

Para hacer cambios a otra calibración, seleccionar la calibración y seguir el procedimiento anterior.

Las calibraciones del también pueden guardarse en un archivo con **File > Save Settings to File** o presionando Save Settings. Este archivo puede abrirse en cualquier momento para el mismo IED o cualquier IED del mismo tipo y modelo.

Operación GE-LINK	Nivel de acceso requerido
Cambio Password	Cualquier nivel
Disparo Manual	Nivel de acciones
Habilitar salidas	Nivel de acciones
Desactivar salidas	Nivel de acciones
Cambio de hora y fecha	Nivel de calibraciones
Cambio ID estación/ Generador	Nivel de calibraciones
Calcular CRC	Cualquier nivel
Prueba relé	Nivel de acciones
Prueba de salida digital	Nivel de acciones
Cambios calibraciones	Nivel de calibraciones
Reinicialización de datos	Nivel de acciones

10.5.1 DESCRIPCIÓN

El usuario debe estar registrado con el acceso Control para acceder a las operaciones de control (no requerido para los DGP con protocolo Modbus). Para acceder a las operaciones de control, presionar dos veces la rama Operations para desplegar su árbol y seleccionar la operación adecuada.

10.5.2 CAMBIAR LA CONTRASEÑA

Este concepto permite al usuario cambiar la contraseña del DGP. Los caracteres válidos para la contraseña son de la A a la Z, del 0 al 9 y el espacio. La contraseña por omisión de fábrica contiene uno o más caracteres que no son válidos. La contraseña de las comunicaciones sólo puede verse en forma encriptada en la MMI; por lo tanto, es **IMPORTANTE** que el usuario tenga registrada la contraseña en un lugar seguro.

1. Para cambiar la contraseña, presionar dos veces Change Password en la rama Operations.
2. Ingresar la contraseña actual y luego ingresar la nueva.
3. Si la nueva contraseña no es válida, debe ingresarse nuevamente.
4. Presionar **OK** para cambiar la contraseña.

10.5.3 DISPARO MANUAL

Este concepto permite operar manualmente los relés de salida. Cada uno de los relés de salida del DGP (94G, 94G1, 94G2, y 94G3) puede operarse individualmente. Los relés no pueden operarse si está instalado el puente correspondiente (ver Figura 3-3: MÓDULO DE ALIMENTACIÓN DEL DGP en la página 3-4 para la ubicación y descripción de los puentes).

1. Para seleccionar el Disparo Manual, presionar Manual Trip en la rama Operations.
2. El GE-Link responde con una caja de selección en la que aparecen los cuatro relés de salida. Seleccionar el relé deseado y presionar **OK**.
3. El relé opera y el GE-Link retorna a Manual Trip.

10.5.4 ACTIVAR SALIDAS

Este artículo permite al DGP energizar las salidas de los relés. Las salidas digitales no pueden activarse remotamente si está instalado el puente correspondiente (ver Figura 3-3: MÓDULO DE LA MMI DEL DGP en la página 3-5 para la ubicación y descripción de los puentes).

1. Seleccionar Enable Outputs en la rama Operations.
2. Presionar **YES** para activar las salidas.

10.5.5 DESACTIVAR SALIDAS

Este artículo inhibe la energización del DGP de cualquiera de los relés de salida salvo la salida de alarma crítica, la salida de Alarma No Crítica, la salida de Captación de Prueba y la salida de Disparo de Prueba. Las salidas digitales no pueden desactivarse si está instalado el puente correspondiente (ver Figura 3-4: MÓDULO DE LA MMI DEL DGP en la página 3-5 para la ubicación y descripción de los puentes).

1. Seleccionar Disable Outputs en la rama Operations.
2. Presionar **YES** para desactivar las salidas.

10.5.6 CAMBIAR FECHA Y HORA

Este artículo fija la hora y la fecha en el DGP. Cambiar la fecha y la hora con este menú no afecta la fecha y la hora de la PC.

1. Seleccionar Change Date y Time de la rama Operations para ver la hora y la fecha actuales.
2. La hora aparece con formato de 24 horas HH:MM:SS y la fecha MM/DD/AA. Presionar **YES** para ver la caja de edición Change Date and Time.
3. Ingresar la nueva fecha y/u hora y presionar **OK** para aceptar los cambios.

10.5.7 CAMBIAR ID DEL GENERADOR/ESTACIÓN

Este menú muestra el ID de la estación y del generador para el relé. El ID puede tener una longitud de hasta 32 caracteres y deben ser todos caracteres imprimibles.

1. Seleccionar Change Station/Generator ID de la rama Operations.
2. EL GE-Link responde con una caja de edición. Ingresar la nueva ID de la estación y del generador.
3. Presionar **OK** para aceptar los cambios.

10.5.8 PRUEBA DEL RELÉ

Este artículo permite al usuario probar las funciones de los relés.

1. Seleccionar Relay Test Mode de la rama Operations para ver las pruebas de los relés.
2. Seleccionar la prueba deseada de la lista y luego presionar **Begin Test**.
3. Poner el relé nuevamente en modo operativo presionando **End Test Mode** una vez finalizada la prueba.
4. Repetir este proceso para cada prueba de relé seleccionada.

10.5.9 PRUEBA DE SALIDA DIGITAL

Este artículo permite realizar las pruebas de salida digital en el relé.

1. Seleccionar Digital Output Test de la rama Operations para ver las pruebas de salida digital.
2. Seleccionar la prueba deseada de la lista y presionar **Begin Test**.
3. Para seleccionar otra salida digital, presionar **End Test** y seleccionar otra prueba de la lista.
4. Presionar **Cancel** para salir de la Prueba de Salida Digital.

10.5.10 REINICIALIZACIÓN DIGITAL

Este artículo permite al usuario reinicializar los diversos artículos de datos contenidos en el relé. Los artículos de datos se muestran en una caja para seleccionar.

1. Seleccionar Digital Reset de la rama Operations.
2. Seleccionar el artículo de datos que se desea reinicializar marcándolo y luego presionar **OK**.
3. El artículo de datos se reinicializa y el GE-Link vuelve a Digital Reset.

10.6.1 DESCRIPCIÓN



Todos los valores de los datos de información se leen sólo una vez al ingresar al respectivo artículo de información. Si el usuario sale de cualquier artículo y luego reingresa, debe activarse el botón “refresh” para actualizar los valores de los datos más recientes.

NOTA

10.6.2 VALORES ACTUALES

Este artículo permite al usuario visualizar, imprimir o copiar los valores actuales a un archivo.

1. Seleccionar el artículo Present Values de la rama Information.
2. Para imprimir estos valores, presionar Print o seleccionar **File > Print**.
3. Seleccionar los valores de los datos a copiar manteniendo presionado el botón izquierdo del ratón y arrastrándolo sobre los valores de los datos.
4. Seleccionar **Edit > Copy** para copiar la selección.
5. Los datos copiados pueden pegarse en otra aplicación (como por ejemplo el Bloque de Notas) y luego guardarse en un archivo.

10.6.3 IDENTIFICACIÓN DEL INFORME DE FALLAS

Este artículo permite al usuario visualizar, imprimir o copiar la identificación de cada informe de fallas. Esto incluye la hora, la fecha y el tipo de disparo para cada falla. Esta información permite al usuario determinar fácilmente qué falla examinar.

1. Seleccionar Fault Report Identification de la rama Information.
2. Para imprimir la pantalla de Identificación de Fallas, presionar Print o seleccionar **File>Print**.
3. Seleccionar los valores de los datos a copiar manteniendo presionado el botón izquierdo del ratón y arrastrándolo sobre los valores de los datos.
4. Seleccionar **Edit > Copy** para copiar la selección.
5. Los datos copiados pueden pegarse en otra aplicación.

10.6.4 INFORME DE FALLAS

Este artículo permite al usuario visualizar, imprimir o copiar el Informe de Fallas y sus eventos asociados.

1. Seleccionar Fault Report de la rama Information.
2. Para imprimir la pantalla Fault Report, presionar Print o seleccionar **File>Print**.
3. Seleccionar los valores de los datos a copiar manteniendo presionado el botón izquierdo del ratón y arrastrándolo sobre los valores de los datos.
4. Seleccionar **Edit > Copy** para copiar la selección.
5. Los datos copiados pueden pegarse en otra aplicación.

10.6.5 REGISTRO DE EVENTOS

Este artículo permite al usuario visualizar, imprimir o copiar los eventos almacenados en el relé.

1. Seleccionar el Events Log de la rama Information.
2. Para imprimir la pantalla Events Log, presionar Print o seleccionar **File>Print**.

3. Seleccionar los valores de los datos a copiar manteniendo presionado el botón izquierdo del ratón y arrastrándolo sobre los valores de los datos.
4. Seleccionar **Edit > Copy** para copiar la selección.
5. Los datos copiados pueden pegarse en otra aplicación.

NOTA: Si se desconecta la energía de CC durante más de 24 horas, toda la información de los eventos puede perderse.

10.6.6 DATOS OSCILOGRÁFICOS

En los modelos en que corresponda, este artículo permite guardar los datos oscilográficos de una determinada falla en un disco. Seleccionar el Oscillography Data de la rama Information y seguir las instrucciones del GE-Link.

10.6.7 ESTADO DEL DGP

Este artículo permite al usuario visualizar, imprimir o copiar el estado DGP.

1. Seleccionar DGP Status de la rama Information.
2. Para imprimir la pantalla de Estado del DGP, presionar Print o seleccionar **File>Print**.
3. Seleccionar los valores de los datos a copiar manteniendo presionado el botón izquierdo del ratón y arrastrándolo sobre los valores de los datos.
4. Seleccionar **Edit > Copy** para copiar la selección.
5. Los datos copiados pueden pegarse en otra aplicación.

10.6.8 MODELO DEL DGP

Este artículo permite al usuario visualizar, imprimir o copiar el modelo de DGP y el número de versión del PROM.

1. Seleccionar el artículo DGP Model de la rama Information.
2. Para imprimir la pantalla del Modelo de DGP, presionar Print o seleccionar **File>Print**.
3. Seleccionar los valores de los datos a copiar manteniendo presionado el botón izquierdo del ratón y arrastrándolo sobre los valores de los datos.
4. Seleccionar **Edit > Copy** para copiar la selección.
5. Los datos copiados pueden pegarse en otra aplicación.

10.6.9 ID DE LA ESTACIÓN/GENERADOR

Este artículo permite al usuario visualizar, imprimir o copiar el número de Estación y de ID del Generador. Seleccionar Station/Generator ID del menú de información y seguir las instrucciones anteriores para imprimir y/o copiar los datos.

10.6.10 CONTRASEÑA DE LA MMI

Este artículo permite al usuario visualizar, imprimir o copiar la contraseña de la MMI. Seleccionar MMI PASSWORD del menú de información y seguir las instrucciones anteriores para imprimir y/o copiar los datos.

A.1.1 LISTA DE TABLAS

TABLA: 1-1 CÓDIGOS DE PEDIDO	1-2
TABLA: 1-2 GUÍA DE SELECCIÓN DEL DGP	1-2
TABLA: 1-3 FUNCIONES DE PROTECCIÓN DEL DGP	1-6
TABLA: 1-4 FUERZA MOTRIZ TÍPICA	1-8
TABLA: 2-1 CALIBRACIONES Y CARACTERÍSTICAS NOMINALES DEL SISTEMA DEL DGP	2-3
TABLA: 2-2 TENSIONES DE RESTRICCIÓN 51V	2-22
TABLA: 2-3 TENSIONES 24A	2-30
TABLA: 2-4 CONFIGURACIÓN DE BLOQUEO CON DI1	2-36
TABLA: 2-5 TABLA DE CALIBRACIONES DGP***AAA	2-41
TABLA: 2-6 TABLA DE CALIBRACIONES DGP***ABA	2-46
TABLA: 2-7 TABLA DE CALIBRACIONES DGP***ACA	2-51
TABLA: 4-1 PARÁMETROS DE COMUNICACIÓN POR OMISIÓN	4-7
TABLA: 4-2 ENTRADAS DE CORRIENTE PARA LAS PRUEBAS T8 Y T9	4-26
TABLA: 4-3 ENTRADAS DE CORRIENTE PARA LA PRUEBA T12	4-29
TABLA: 4-4 ENTRADAS DE CORRIENTE PARA LA PRUEBA T13	4-30
TABLA: 4-5 ENTRADAS DE TENSIÓN PARA LA PRUEBA T14	4-32
TABLA: 4-6 ENTRADAS DE TENSIÓN PARA LA PRUEBA T15	4-33
TABLA: 4-7 ENTRADAS DE TENSIÓN PARA LA PRUEBA T16	4-35
TABLA: 4-8 ENTRADAS DE TENSIÓN PARA LA PRUEBA T17	4-36
TABLA: 4-9 ENTRADAS DE CORRIENTE PARA LA PRUEBA T18	4-37
TABLA: 6-1 PRUEBAS AUTOMÁTICAS DURANTE LA PUESTA EN MARCHA	6-2
TABLA: 6-2 PRUEBAS AUTOMÁTICAS EN 2DO PLANO DURANTE LA OPERACIÓN	6-3
TABLA: 6-3 PRUEBAS AUTOMÁTICAS EN 1ER PLANO DURANTE LA OPERACIÓN	6-3
TABLA: 6-4 MENSAJES DE ERROR DE ESTADO DEL SISTEMA	6-6
TABLA: 6-5 MENSAJES MISCELÁNEOS	6-6
TABLA: 6-6 MENSAJES DE ERROR DURANTE LA PUESTA EN MARCHA	6-7
TABLA: 6-7 MENSAJES DE ERROR DURANTE LA OPERACIÓN	6-9
TABLA: 8-1 MENSAJES DE ERROR DE LA MMI	8-15
TABLA: 8-2 TABLA DE CLAVES PARA ENCRIPITAR CONTRASEÑAS	8-17
TABLA: 9-1 CONFIGURACIÓN DE INTERRUPTOR DIP SCI	9-4
TABLA: 9-2 ORGANIZACIÓN DEL MAPA DE LA MEMORIA	9-13
TABLA: 9-3 MAPA DE LA MEMORIA DEL MODBUS DEL DGP	9-25
TABLA: 9-4 COMANDOS DE LAZO	9-49
TABLA: B-1 HISTORIA DE LAS REVISIONES	B-1
TABLA: B-2 AGREGADOS TO DGP MANUAL GEK-100666C	B-1
TABLA: B-3 AGREGADOS TO DGP MANUAL GEK-100666B	B-2
TABLA: B-4 ACTUALIZACIONES PRINCIPALES AL MANUAL DEL DGP GEK-100666C	B-3
TABLA: B-5 ACTUALIZACIONES PRINCIPALES AL MANUAL DEL DGP GEK-100666B	B-4



A.1.2 LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1-1: DIAGRAMA DE CABLEADO TÍPICO	1-5
FIGURA 1-2: DIAGRAMA DE LÍNEA ÚNICA	1-6
FIGURA 1-3: DIAGRAMA DE LÓGICA SIMPLE -87G, 32, 27, 59, Y AE	1-12
FIGURA 1-4: DIAGRAMA DE LÓGICA SIMPLE-46, 40, Y 51V	1-13
FIGURA 1-5: DIAGRAMA DE LÓGICA SIMPLE -64G1, 64G2, 51GN, Y 24	1-14
FIGURA 1-6: DIAGRAMA DE LÓGICA SIMPLE-81-O Y 81-U	1-15
FIGURA 1-7: DIAGRAMA DE LÓGICA SIMPLE – FALLA FUSIBLE VT	1-16
FIGURA 1-8: CARACTERÍSTICAS DE SENSIBILIDAD A LA FRECUENCIA	1-20
FIGURA 1-9: DIAGRAMA ELEMENTAL CON BLOQUES DE PRUEBA, VTs CON CONEXIÓN EN ESTRELLA	1-23
FIGURA 1-10: DIAGRAMA ELEMENTAL CON BLOQUES DE PRUEBA, VTs CON CONEXIÓN EN TRIÁNGULO	1-24
FIGURA 1-11: DIAGRAMA ELEMENTAL SIN BLOQUES DE PRUEBA, VTs CON CONEXIÓN EN ESTRELLA	1-25
FIGURA 1-12: DIAGRAMA ELEMENTAL SIN BLOQUES DE PRUEBA, VTs CON CONEXIÓN EN TRIÁNGULO	1-26
FIGURA 1-13: LEYENDA DE LOS SÍMBOLOS DEL RELÉ DIGITAL	1-27
FIGURA 2-1: SISTEMA DE GENERADOR DE MUESTRA	2-2

FIGURA 2-2: CARACTERÍSTICAS 87G - K1 = 1%, CAPTACIÓN = 0.3 A.....	2-14
FIGURA 2-3: CARACTERÍSTICAS 87G - K1 = 2%, CAPTACIÓN = 0.3 A.....	2-15
FIGURA 2-4: CARACTERÍSTICAS 87G - K1 = 5%, CAPTACIÓN = 0.3 A.....	2-16
FIGURA 2-5: CARACTERÍSTICAS 87G - K1 =10%, CAPTACIÓN = 0.3 A.....	2-17
FIGURA 2-6: CARACTERÍSTICA DE CORRIENTE DE TIEMPO DE LA FUNCIÓN 46T.....	2-19
FIGURA 2-7: CARACTERÍSTICAS MHO PARA FUNCIONES 40-1 Y 40-2.....	2-21
FIGURA 2-8: 51V CARACTERÍSTICA DE CORRIENTE DE TIEMPO PARA RESTRICCIÓN DEL 0 AL 30%.....	2-24
FIGURA 2-9: 51V CARACTERÍSTICA DE CORRIENTE DE TIEMPO PARA RESTRICCIÓN DEL 50%.....	2-25
FIGURA 2-10: 51V CARACTERÍSTICA DE CORRIENTE DE TIEMPO PARA RESTRICCIÓN DEL 75%.....	2-26
FIGURA 2-11: 51V CARACTERÍSTICA DE CORRIENTE DE TIEMPO PARA RESTRICCIÓN DEL 100%.....	2-27
FIGURA 2-12: CARACTERÍSTICAS DE TIEMPO DE LA FUNCIÓN 24 T (CURVA 1).....	2-31
FIGURA 2-13: CARACTERÍSTICAS DE TIEMPO DE LA FUNCIÓN 24 T (CURVA 2).....	2-32
FIGURA 2-14: CARACTERÍSTICAS DE TIEMPO DE LA FUNCIÓN 24 T (CURVA 3).....	2-33
FIGURA 2-15: 59 CARACTERÍSTICAS DE TIEMPO-TENSIÓN.....	2-35
FIGURA 2-16: 51GN CARACTERÍSTICAS DE CORRIENTE DE TIEMPO.....	2-39
FIGURA 2-17: 27 CARACTERÍSTICAS DE TIEMPO-TENSIÓN.....	2-40
FIGURA 3-1: DIBUJO DEL DGP.....	3-2
FIGURA 3-2: VISTA FRONTAL Y TRASERA.....	3-3
FIGURA 3-3: MÓDULO DE ALIMENTACIÓN DEL DGP.....	3-4
FIGURA 3-4: MÓDULO DE LA MMI DEL DGP.....	3-5
FIGURA 4-1: AGREGAR UN NUEVO IED.....	4-7
FIGURA 4-2: MENÚ DE CALIBRACIONES DEL GE-LINK.....	4-8
FIGURA 4-3: CONEXIONES DE PRUEBA DE SALIDA DIGITAL.....	4-15
FIGURA 4-4: CONEXIONES DE PRUEBA DE ENTRADA DIGITAL.....	4-17
FIGURA 4-5: CONEXIONES DE PRUEBA DE ENTRADA DE CA AL SISTEMA.....	4-19
FIGURA 4-6: CONEXIONES DE PRUEBA DEL DIFERENCIAL DEL GENERADOR.....	4-22
FIGURA 4-7: CONEXIONES DE PRUEBA DE DESEQUILIBRIO DE CORRIENTE.....	4-25
FIGURA 4-8: CONEXIONES DE PRUEBA FUNCIONAL ESTÁNDAR.....	4-31
FIGURA 4-9: CONEXIONES DE PRUEBA DEL ESTATOR A TIERRA.....	4-34
FIGURA 4-10: PRUEBA DEL ESTATOR A TIERRA PARA LA FUNCIÓN 27TN.....	4-45
FIGURA 8-1: LEDS INDICADORES.....	8-2
FIGURA 8-2: TECLADO DE LA MMI.....	8-3
FIGURA 8-3: ESTRUCTURA DEL MENÚ DE LA TECLA [SET].....	8-6
FIGURA 8-4: ESTRUCTURA DEL MENÚ DE LA TECLA [ACT].....	8-11
FIGURA 8-5: ESTRUCTURA DEL MENÚ DE LA TECLA [INF].....	8-14
FIGURA 9-1: CABLEADO DE LAS COMUNICACIONES DEL DGP.....	9-3
FIGURA 9-2: COMUNICACIONES RS485.....	9-4
FIGURA 10-1: VENTANA DE PROPIEDADES DEL IED.....	10-5

B.1.1 HISTORIA DE LAS REVISIONES

Tabla B-1: HISTORIA DE LAS REVISIONES

MANUAL P/N	REVISIONES DGP	FECHA PUBLICACIÓN	ECO
GEK- 100666	—	—	—
GEK-100666A	—	—	—
GEK-100666B	V210.12000P	Marzo 07, 2000	DGP-004
GEK-100666C	V210.12000P, V212.00000F V211.22000J, V210.12000D	Julio 28, 2000	DGP-010
GEK-100666D	V210.22000P, V210.10000F V211.32000J, V210.22000D	Diciembre 21, 2000	DGP-011



B.1.2 AGREGADOS AL MANUAL

Tabla B-2: AGREGADOS AL MANUAL GEK-100666D DEL DGP

PÁGINA EN GEK-100666C	ADICIÓN(a)l GEK-100666D
 NOTA	Se realizaron revisiones menores al firmware. No hubo agregados al contenido del manual.

Tabla B-3: AGREGADOS AL MANUAL GEK-100666C DEL DCG (Hoja 1 de 2)

PÁGINA EN EL GEK-100666B	ADICIÓN (a GEK-100666C)
1-2	Entrada de baja tensión en la Tabla 1-2: GUÍA DE SELECCIÓN DEL DGP
1-3	Sección 1.1.4 para el DEC 1000
2-11	<p>"112: PREFLT- CICLOS PREVIOS A LA FALLA PREFLT selecciona el número de ciclos previos al disparo (o previos a la falla) en cada grupo de datos oscilográficos. Puede fijarse de 1 a 20. La calibración 111: NUM FLTS determina la cantidad total de ciclos por evento de almacenamiento, según se explicó antes, y PREFLT determina la cantidad de estos que son ciclos previos al disparo.</p> <p>113: OSC TRIG – DISPARO OSCILOGRAFÍA EXTERNA Un disparo del sistema DGP siempre ocasiona el almacenamiento de la oscilografía. OSC TRIG activa y desactiva un disparo oscilográfico adicional mediante una entrada digital externa (DI5). Ver la Sección 1.4.9: INFORME DE FALLAS Y DATOS OSCILOGRÁFICOS en la página 1-21 para mayor explicación. OSC TRIG puede fijarse en 0 (DI ENA) o 1 (DI DIS)."</p>
2-22	En la Sección 2.37: SOBRECORRIENTE CON RESTRICCIÓN DE TENSIÓN "V = $\sqrt{3}$ > tensión fase a tierra para VTs conectados en estrella (ver nota 2) tensión fase a fase para VTs conectados en triángulo"
2-41	Adición de Tablas de Calibración del DGP separadas para el DGP***AAA, DGP***ABA, y DGP***ACA
4-23	Adición del siguiente paso en el procedimiento T10 de la Sección 4.7.7: "5. Reducir la a 0 A"

Tabla B-3: AGREGADOS AL MANUAL GEK-100666C (Hoja 2 de 2)

PÁGINA EN EL GEK-100666B	ADICIÓN (a GEK-100666C)					
4-25	Adición de lo siguiente al Paso 4 del procedimiento T13 de la Sección 4.7.10: "Fijar las entradas de corriente según la tabla que aparece a continuación: Tabla 4-4: ENTRADAS DE CORRIENTE PARA LA PRUEBA T13					
	FASE A		FASE B		FASE C	
	MAG.	FASE	MAG.	FASE	MAG.	FASE
	0.45 (0.09) A	0°	0.45 (0.09) A	-120°	0.45 (0.09) A	-240°
4-25	Adición de la siguiente nota al procedimiento T13 de la Sección 4.7.10: VA, VB, y VC debe cambiarse de 70 V rms a 29 V rms con la tensión de la fuente continuamente encendida.					
4-30	Adición de una columna para la Frecuencia en la Tabla 4-6: ENTRADAS DE TENSIÓN PARA LA PRUEBA T16					
—	Adición del apéndice PREGUNTAS FRECUENTES					

Tabla B-4: AGREGADOS AL MANUAL GEK-100666B DEL DGP

PÁGINA EN EL GEK-100666A	ADICIÓN (a GEK-100666B)
1-3	Figura 1 -1 : DIAGRAMA DE CABLEADO TÍPICO
1-3	Figura 1 -2: DIAGRAMA DE LÍNEA ÚNICA
8-2	Figura 8-1: LEDS INDICADORES
8-2	Figura 8-2: TECLADO MMI
9-4	Sección 9-2: COMUNICACIONES MODBUS
—	Capítulo 10: SOFTWARE GE-LINK
—	Apéndice A: TABLAS Y FIGURAS
—	Apéndice B: NOTAS SOBRE LOS CAMBIOS
—	Apéndice C: GARANTÍA DGP
—	Índice añadido
—	Referencia al Sitio en la red de GE Power Management en la página de atrás.

B.1.3 CAMBIOS AL MANUAL DEL DGP

Tabla B-5: ACTUALIZACIONES PRINCIPALES AL MANUAL GEK-100666D DEL DGP

Página (100666B)	Cambio	De	A (enGEK-100666C)
	Se realizaron revisiones menores al firmware. No se actualizó el contenido del manual.		
NOTA			



Tabla B-6: ACTUALIZACIONES PRINCIPALES AL MANUAL DEL DGP GEK-100666C

Página (100666B)	Cambio	De	A (enGEK-100666C)						
Título	Actualizado	"P/N:GEK-100666B"	"P/N:GEK-100666C"						
Título	Actualizado	"www.ge.com/indsys/pm"	"www.GEindustrial.com/pm"						
1-1	Modificado	"MM I – CONTROL" en el paso 3 de la tabla	"MM I - MASTER"						
1-5	Actualizado	Diagrama de cableado típico (705753A6)	Diagrama de cableado típico (705753A7)						
2-13	Corregido	$ \bar{I}_1 - \bar{I}_2 > K(\bar{I}_1 \cdot \bar{I}_2)$	$ \bar{I}_1 - \bar{I}_2 ^2 > K(\bar{I}_1 \cdot \bar{I}_2)$						
2-16	Corregido	$T = \frac{K2}{I_2/I_{FL}}^2$ seconds	$T = \frac{K2}{(I_2/I_{FL})^2}$ seconds						
4-12	Corregido	En la Figura 4-3, la fila de la tabla: <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <tr> <td>74NC</td> <td>AF8</td> <td>AGIO</td> </tr> </table>	74NC	AF8	AGIO	<table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <tr> <td>74NC</td> <td>AF8</td> <td>AG8</td> </tr> </table>	74NC	AF8	AG8
74NC	AF8	AGIO							
74NC	AF8	AG8							
4-16	Corregido	En la Figura 4-5, el texto: "BH6 o TP2-12"	"BH6 o TP1-12"						
4-19	Corregido	En la Figura 4-6, la salida de la fuente de corriente monofásica superior: "IR"	"IS"						
4-25	Modificado	"8. Cambio de tensión de las tres fases a35V RMS..."	"8. Cambio de tensión de las tres fases a 29V RMS..."						
4-25	Modificado	"9. Repetir Paso 4."	"9. Verificar que la captación de prueba y el disparo de prueba operan en 5.00 a 5.05 segundos."						
4-26	Corregido	En la Figura 4-8, la descripción de la fuente superior de: "FUENTE DE CORRIENTE TRIFÁSICA, 4 CABLES"	"FUENTE DE TENSIÓN TRIFÁSICA, 4 CABLES"						
4-27	Corregido	En la Tabla 4-4, la magnitud de las tensiones de prueba de la fase C de "70V" para la Prueba A y "70V" para la Prueba B	"3.8 V" para la Prueba A "4.2 V" para la Prueba B						
4-28	Corregido	En la Figura 4-9, el texto "BH12 o TP2-21"	"BH12 o TP1-21"						
4-32	Cambiado	Tabla 4-8	Actualizada Tabla 4-8						
4-37	Corregido	En la Sección 4.7.24, "(2601)VTFF = ENABLE (1)"	"(2601) VTFF = DISABLE (0) – establecida para modo de PRUEBA solamente						
7-1	Modificado	"mediciones de RMS: ±3%"	Mediciones de RMS : ±3% de la lectura"						
9-1	Corregido	En la Sección 9.1.3, "ATELOLOQOS7=60VOX4YO"	"ATELOL3QOS7=60VOX4YO"						

B

Tabla B-7: ACTUALIZACIONES PRINCIPALES AL MANUAL DEL DGP GEK-100666B

Página (100666 A)	Cambio	De	A (página de GEK-100666B)
Título	Modificado	"Revisión DGP: V0001.02AA10"	"Revisión DGP: V210.L1200P"
Título	Modificado	"P/N:GEK-100666A"	"P/N:GEK-100666B"
Título	Actualizado		Domicilio GE Power Management
2-1	Actualizado		Calibraciones y características nominales del sistema DGP
2-22	Actualizado		Curva k=1 añadida en gráfico 46T
3-6	Modificado	Figura 3-2, 3-3, y 3-4	Reemplazado todo con Figura 3-2
4-5	Actualizado	Utilizando la Sección DGP-Link	Utilizando la Sección GE-Link
—	Actualizado	Todas las instancias de "GE Multilin"	"GE Power Management"
—	Actualizado	Todas las referencias "DGP-Link"	"GE-Link"



B

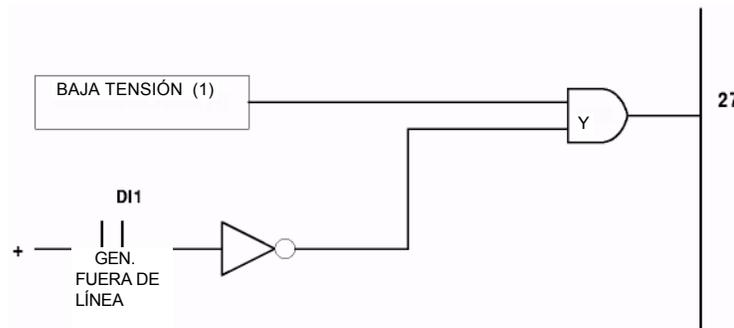
C.1.1 PREGUNTAS FRECUENTES

1. ¿Por qué mi DGP muestra el código de error “351”?

Las entradas de corriente INS e INR se derivan de las conexiones residuales de los respectivos CT de fase y no requieren CTs neutros dedicados. La corriente de secuencia cero del lado del sistema y/o del neutro de los devanados se calcula y compara con los valores medidos por el DGP de INS y/o INR como parte de la prueba automática en segundo plano. Si no coinciden, se genera un código de error 351.

2. ¿Por qué no puedo hacer operar la función 27 (baja tensión)?

El elemento 27 opera cuando se considera al generador en línea. El DGP reconoce el DI1 de estado en línea "Generator Off-Line" (Generador fuera de línea). Un contacto auxiliar b permitirá al DGP interpretar el estado correcto del generador.



3. ¿Cómo solicito un repuesto para mi DGP?

La siguiente tabla muestra los números de repuesto y la disponibilidad para el DGP:

MÓDULOS	DGPxxxAAA	DGPxxxABA	DGPxxxACA
SSP301	✓	✓	✓
ANI301	✓	✓	✓
DAP201	✓	✓	✓
DSP401	✓	✓	✓
MGM781 - especificar 1 A o 5A	✓	✓	✓
MMI301	✓	✓	✓
0215B8070G0004	✓ 48 V DC	✓ 48 V DC	✓ 48 V DC
0215B8070G0004	✓ 125V DC	✓ 125V DC	✓ 125V DC
0215B8070G0004	✓ 250 V DC	✓ 250 V DC	✓ 250 V DC
DIT103			✓
DIT101	✓		
DIT102		✓	

4. Tengo una versión anterior del firmware DGPxxxAAA. ¿Qué actualización debo solicitar para llevar mi DGPxxxAAA a la última revisión del firmware?

Usar el juego 0355A3489G0001



5. **Tengo una versión anterior del firmware DGPxxxABA. ¿Qué actualización debo solicitar para llevar mi DGPxxxABA a la última revisión del firmware?**

Utilizar el juego 0385A1186G0001.

6. **Solicité un DGPxxxABA pero recibí un DGPxxxABA-0005.**

El DGPxxxABA-0005 es la versión estándar para los relés ABA.

7. **Tengo una versión anterior del firmware DGPxxxABA. ¿Qué actualización debo solicitar para llevar mi DGPxxxACA a la última revisión del firmware?**

Utilizar el juego 0361A7507G0001.

8. **¿Qué modelo de enchufe de prueba debe utilizarse para el DGP?**

El DGP utiliza los modelos de enchufe de prueba XTM28L1 (dos de estos se utilizan para el lado izquierdo) y XTM28R1 (dos de estos se utilizan para el lado derecho).

9. **¿Pueden reemplazarse los módulos individuales mientras el DGP está energizado?**

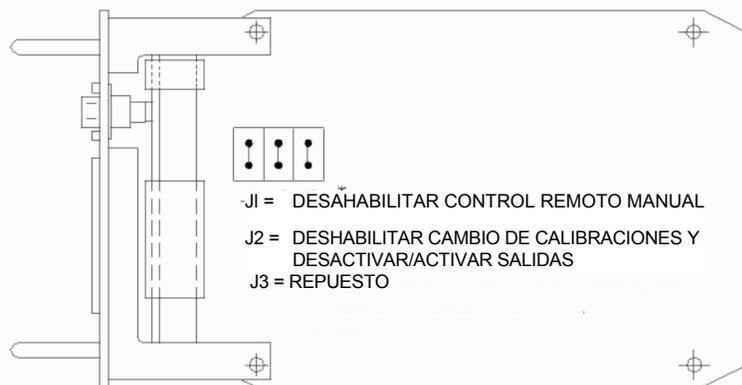
El relé debe desenergizarse retirando los enchufes de prueba o desconectando los interruptores PS1 y PS2 antes de reemplazar los módulos. No hacerlo puede dañar permanentemente al relé.

10. **¿Funcionará la alimentación del DGP con una tensión CA?**

La alimentación del DGP no contiene un rectificador de puente. Por lo tanto, la alimentación sólo opera con tensión de CC.

11. **¿Por qué no puedo cambiar las calibraciones con el software GE-Link?**

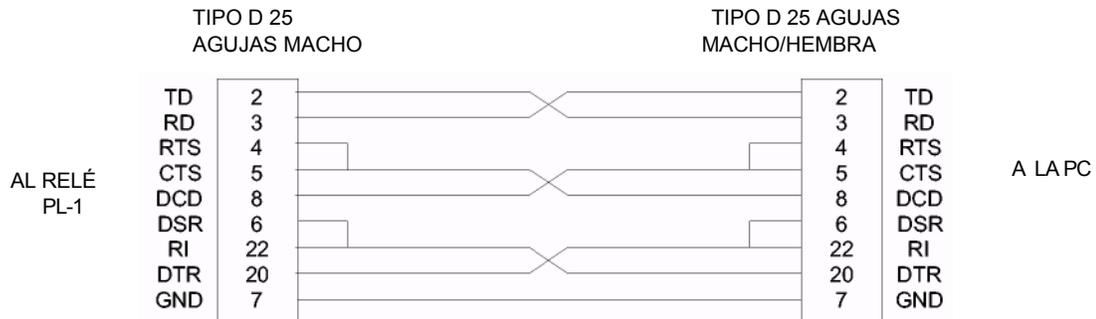
Para descargar las calibraciones utilizando el GE-Link, debe estar activado el puente de calibraciones remotas. Esto se logra moviendo la patilla en J2 a la derecha del módulo MMI301 hacia un lado como se muestra en el siguiente diagrama:



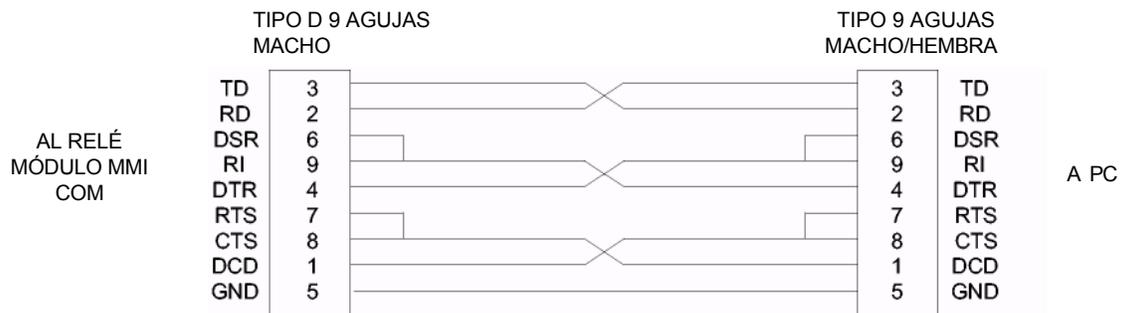
VISTA LATERAL

12. ¿Qué tipo de cable se requiere para la comunicación con mi computadora portátil?

El DGP requiere un cable especial de módem nulo para comunicarse directamente con la computadora portátil (ver el diagrama de conexión que aparece abajo). Los cables están disponibles en GE Power Management como número de repuesto 0246A9866. Por favor especificar el tipo de cable y el género del conector al realizar el pedido.



C) COMUNICACIONES REMOTAS A PC DIRECTAMENTE



D) COMUNICACIONES REMOTAS DESDE EL MÓDULO DE LA MMI A LOS CABLES DE LA PC

DISPONIBLE COMO REPUESTO GE NRO. 0246A9866. ESPECIFICAR TIPO DE CABLE Y GÉNERO DEL CONECTOR.

13. ¿Está disponible la comunicación Modbus para todos los modelos de DGP?

La comunicación Modbus sólo está disponible para los modelos DGPxxxBCA.



C.1.2 PREGUNTAS NO TAN FRECUENTES

14. Mi relé muestra un código de error 520.

Utilizar la contraseña de Control de la MMI para activar las salidas y recalculer el CRC.

15. Mi relé muestra un código de error 770.

En los modelos DGPSxxABA, verificar que estén encendidos ambos suministros de energía.

En los modelos DGPSxxAAA y DGPSxxACA, asegurarse que ambos suministros de energía estén correctamente insertados.

16. Mi relé muestra un código de error 738.

Verificar que la tensión de control coincida con la característica nominal de la alimentación del DGP.

17. ¿Qué sucede si olvido mi Contraseña Remota?

Presionar la tecla [INF] en la MMI y descender utilizando las teclas de flechas hasta Password (Contraseña) luego presionar la tecla [ENT]. Aparecerá el mensaje VIEW. Presionar una vez la tecla ascendente para ver la contraseña encriptada para VIEW. Presionar nuevamente dos veces la tecla ascendente para ver la contraseña encriptada para SETTING y dos veces una vez más para ver la contraseña encriptada para CTRL. Utilizar la tabla de encriptación de contraseña que aparece en el Capítulo 8 del manual del DGP para decodificar estas contraseñas.

18. ¿Por qué hay una discrepancia en captación de la función 46?

La función 46 es una función de sobrecorriente negativa. Teóricamente, cuando se utiliza una corriente de prueba monofásica, el componente de secuencia negativa de la corriente de prueba es un tercio de la corriente aplicada. Por lo tanto, tomará a la corriente de prueba monofásica tres veces la calibración de 46 PICKUP para que empiece a correr el tiempo de la función.

19. ¿En dónde está la figura que muestra la Curva 4 de la función 24T en el manual del DGP?

La Curva 4 es un retardo definido igual a la calibración del TIME FACTOR correspondiente. Por lo tanto, no es necesaria la figura. El mismo criterio se aplica a la Curva 2 de las funciones 59 y 27.

GARANTÍA DEL RELÉ GE POWER MANAGEMENT

General Electric Power Management (GE Power Management) garantiza que cada relé que fabrica está libre de defectos en sus materiales y en la mano de obra en condiciones normales de uso y servicio durante un período de 24 meses a partir de la fecha de envío desde fábrica.

En caso de presentarse una falla cubierta por la garantía, GE Power Management se hará cargo de la reparación o reemplazo del relé siempre que el garante determine que está defectuoso y que se lo reenvíe con todos los gastos de transporte pre-pagos a un centro de reparación autorizado o a la fábrica. Las reparaciones o el reemplazo bajo garantía se harán sin cargo.

La garantía no se aplicará a ningún relé que haya estado sujeto a mal uso, negligencia, accidente, instalación incorrecta o uso que no concuerde con las instrucciones ni a ninguna unidad que haya sido alterada en una boca de fábrica que no esté autorizada por GE Power Management.

GE Power Management no es responsable por daños y perjuicios derivados de situaciones especiales, indirectos o resultantes o por la pérdida de ganancias o por gastos incurridos como resultado del mal funcionamiento del relé o la aplicación o ajuste incorrectos.

Para el texto completo de esta Garantía (incluyendo las limitantes y los disclaimers), consulte las Condiciones Normales de Venta de GE Power Management.

D

D

Numérico

24A	calibraciones.....	2-29	pruebas periódicas	5-12
	descripción	1-9	tensiones	2-30
	diagrama lógico	1-14		
	pruebas de aceptación	4-35		
	pruebas periódicas.....	5-12		
	tensiones	2-30		
24T	algoritmo	2-29		
	calibraciones	2-29		
	características de tiempo	2-31, 2-32, 2-33		
	descripción	1-9		
	diagrama lógico	1-14		
	pruebas de aceptación.....	4-36		
	pruebas periódicas.....	5-13		
27	algoritmo	2-38		
	calibraciones	2-38		
	características tensión de tiempo	2-40		
	descripción	1-10		
	diagrama lógico.....	1-12		
	pruebas de aceptación	4-44		
	pruebas periódicas.....	5-17		
	solución de problemas	C-1		
27TN	algoritmo	2-28		
	calibraciones	2-28		
	conexiones de prueba.....	4-44		
	descripción	1-8		
	pruebas de aceptación	4-44		
32	calibraciones	2-21		
	descripción	1-8		
	diagrama lógico	1-12		
	pruebas de aceptación	4-27, 4-28		
	pruebas periódicas.....	5-9		
40	calibraciones	2-20		
	características mho	2-21		
	descripción.....	1-7		
	diagrama lógico	1-13		
	pruebas de aceptación	4-27, 4-28		
	pruebas periódicas.....	5-8		
46A	calibraciones	2-18		
	diagrama lógico	1-13		
	pruebas de aceptación	4-23		
	pruebas periódicas.....	5-6		
46T	algoritmo	2-18		
	calibraciones	2-18		
	características de corriente de tiempo	2-19		
	descripción.....	1-7		
	diagrama lógico	1-13		
	pruebas de aceptación	4-23		
	pruebas periódicas.....	5-7		
51 GN	algoritmo	2-38		
	calibraciones	2-38		
	características de corriente de tiempo	2-39		
	descripción.....	1-9		
	diagrama lógico	1-14		
	pruebas de aceptación	4-42		
	pruebas periódicas	5-16		
51V	algoritmo.....	2-22		
	calibraciones.....	2-22		
	características de corriente de tiempo 2-24, 2-25, 2-26, 2-27			
	descripción	1-8		
	diagrama lógico	1-13		
	pruebas de aceptación	4-28		
	pruebas periódicas	5-10		
	tensiones de restricción.....	2-22		
59	algoritmo.....	2-34		
	calibraciones.....	2-34		
	características de tensión de tiempo	2-35		
	descripción	1-10		
	diagrama lógico	1-12		
	pruebas de aceptación	4-37		
	pruebas periódicas	5-14		
64G	calibraciones.....	2-28		
	descripción	1-8		
	diagrama lógico	1-14		
	pruebas de aceptación	4-38		
	pruebas periódicas	5-11		
74 RELÉS DE SALIDA.....		1-17		
	monitoreo de corriente de disparo	2-13		
81	calibraciones.....	2-36		
	corte baja tensión	2-36		
	descripción	1-10		
	diagrama lógico	1-15		
	pruebas de aceptación	4-38, 4-39, 4-40, 4-41		
	pruebas periódicas	5-14, 5-15		
87G	algoritmo.....	2-13		
	curvas características.....	2-14, 2-15, 2-16, 2-17		
	descripción	1-7		
	diagrama lógico	1-12		
	pruebas de aceptación	4-21		
	pruebas periódicas	5-6		
	87G calibraciones.....	2-13		
94G	monitoreo de tensión de disparo.....	2-10		
94G RELÉS DE SALIDA	descripción	1-17		
	monitoreo de corriente de disparo	2-10		

A

ACEPTACIÓN, PRUEBAS DE	
calibración prueba inicial	4-8
equipo.....	4-2
Ingreso al modo de prueba.....	4-4, 4-7
instalación de una nueva unidad de prueba.....	4-5
instalación del software	4-5
preparación	4-2
pruebas de aceptación	4-27
pruebas de protección	4-1, 4-2
puesta a tierra.....	4-7
salida del modo de prueba	4-4, 4-7
uso del GE-Link	4-7
ACT, TECLA	8-7
ACTIONS, TECLA	8-7
ADVERTENCIA	6-7

inicio 4-5
 interfaz del usuario 10-2
 GENERADOR, DIFERENCIAL DEL
 pruebas de aceptación 4-21
 pruebas periódicas 5-6
 GENERADOR, PRUEBA DEL DIFERENCIAL DEL
 conexiones 4-22
 GENERADOR, ID 8-13, 10-12
 cambio 10-10
 GUÍA DE SELECCIÓN 1-2

H

HORA
 calibración 8-8
 cambio 10-10
 mapa de memoria 9-24

I

ID
 DE LA ESTACION 8-13, 10-12
 cambio 10-10
 IDENTIFICACIÓN 3-4
 IED
 agregar 10-5
 conexión 10-4
 borrar 10-6
 modos 10-5
 modificación 10-5, 10-6
 IMPRESORA 8-4
 ÍNDICE DE BAUDIOS 2-11
 INF, TECLA 8-12
 INFORMATION, TECLA 8-12
 INICIO 1-1
 IRIG-B 1-20, 2-11
 INSTALACIÓN 3-7
 INTERFAZ LOCAL 1-21
 INTERFAZ HOMBRE-MÁQUINA ver entrada para MMI
 INTERFAZ HOMBRE-MÁQUINA LOCAL 1-21
 INTERFAZ LOCAL DEL USUARIO ver entrada para MMII
 INGRESO AL RELÉ 4-6
 INTERFAZ 1-21

L

LEDs INDICADORES 8-2
 LEYENDA DE SÍMBOLOS PARA LÓGICA DEL RELÉ 1-27
 LISTA DE FIGURAS A-1
 LISTA DE TABLAS A-1
 LUI ver entrada para MMI

M

MANEJO 3-7
 MAPA DE LA MEMORIA
 informe de evento 9-14
 calibraciones de fábrica 9-50
 informe de falla 9-14
 estado de falla 9-14
 registro de entrada de valor fijo 9-13
 valores actuales 9-13
 registro de estado 9-17
 MAPA DE REGISTRO DE ESTADO 9-17
 MAPA DE REGISTRO DE ID DE LA ESTACIÓN Y DEL

GENERADOR 9-24
 MENSAJES
 misceláneos 6-6
 MMI
 descripción 1-21
 prueba 8-9
 MMI MENSAJES DE ERROR 8-15
 MMI MÓDULO 3-5
 MMI PRUEBA DE ESTADO Y PANTALLA
 pruebas de aceptación 4-9
 MODBUS
 comunicaciones 9-5
 funciones 9-7
 modelos C-3
 MODBUS, CÓDIGO DE FUNCIÓN 03/04
 lectura/retención de registros de entrada 9-7
 MODBUS, CÓDIGO DE FUNCIÓN 06
 almacenaje de punto de ajuste únicos 9-9
 MODELO
 pedido 8-13
 MODEM
 conexión 10-4
 conexiones 9-1
 fin DGP 9-2
 conexiones de módem nulo 9-2
 fin PC 9-1
 calibraciones 9-1
 MODBUS, CÓDIGO DE FUNCIÓN 05
 lazo de fuerza única 9-8
 MODEM NULO 1-22, 9-2
 MÓDULO DE ALIMENTACIÓN 3-4, C-2
 MÓDULOS
 MMI 3-5
 alimentación 3-4
 reemplazo C-2
 MÓDULOS DE PLACA DE CIRCUITOS 3-4
 MÓDULOS DEFECTUOSOS
 ubicación 6-5
 MONITOREO DE CIRCUITO DE DISPARO 1-19
 MONITOREO DE CORRIENTE DE DISPARO 2-10
 MONITOREO DE TENSIÓN DE DISPARO 2-10
 MONITOREO DE TENSIÓN DE DISPARO 1-19
 MONTAJE 3-7
 MONTAJE DE LA CARCASA 3-1

N

NCTRATIO 2-12
 NOM VOLT 2-12
 NOMENCLATURA 1-2
 NOMENCLATURA, GUÍA 1-2
 NUM FLTS 1-21, 2-11
 NÚMEROS DE REPUESTO DE REEMPLAZO C1

O

OSCILOGRAFÍA
 datos 9-16, 10-12
 descripción 1-21
 GE-Link 10-12
 encabezado 9-15
 mapa de la memoria 9-15
 número de eventos de falla 2-11
 calibraciones 9-15

P

PANTALLA.....	8-1
prueba periódica	5-2
PARIDAD	2-11
PEDIDO, CÓDIGOS DE Y GUÍA DE SELECCIÓN	1-2
PEDIDO, CÓDIGOS DE.....	1-2
PÉRDIDA DE EXCITACIÓN	
descripción	1-7
diagrama lógico.....	1-13
características mho	2-21
pruebas periódicas	5-8
calibraciones	2-20
PÉRDIDA DE PROTECCIÓN DE CAMPO	
pruebas de aceptación.....	4-27, 4-28
PREGUNTAS FRECUENTES	C-1
PRINT, TECLA.....	8-4
PROTECCION, CARÁCTERÍSTICAS.....	1-21
PROTECCIÓN FUNCIONES	
lista.....	1-6
rangos de calibración	7-2
PRT, TECLA.....	8-4
PRUEBA DE ENTRADA DIGITAL	
conexiones	4-18
PRUEBA DE SALIDA DIGITAL	
conexiones	4-16
PRUEBA PANTALLA.....	4-12
PRUEBA POR DESEQUILIBRIO DE CORRIENTE	
conexiones	4-24
PRUEBAS AUTOMÁTICAS	
1er plano durante operación	6-3
2do plano durante operación.....	6-3
descripción.....	18,6-2
inicio	6-3
operación	1-18
PRUEBAS FUNCIONALES ESTÁNDAR	
conexiones	4-32
PRUEBAS GENERALES DEL RELÉ	4-9
PRUEBAS PERIÓDICAS	
estado del relé y de la MMI	5-2
fin	5-18
introducción.....	5-1
pruebas de funciones de protección	5-1
pruebas de unidades de medición	5-6
pruebas generales.....	5-1
puesta a tierra del estator zona 1.....	5-11
puesta a tierra del estator zona 2.....	5-11
sobrecorriente de tiempo con restricción de tensión.....	5-10
sobreexcitación voltios/hertz	5-12
PUESTA A TIERRA DEL EQUIPO	4-2
PUESTA A TIERRA DEL ESTATOR	
algoritmo	2-28
calibraciones	2-28
conexiones de prueba para 27TN	4-44
conexiones de prueba.....	4-34
diagrama lógico	1-14
pruebas de aceptación.....	4-33
pruebas periódicas	5-11
PUENTES	9-1,10-2,C-2
PUESTA EN SERVICIO	2-41

R

RATEDCUR.....	2-12
RECEPCIÓN.....	3-7

REGISTROS DE CONTROL	9-15
REINICIALIZACIÓN DIGITAL	10-10
RELACIÓN DE CT	2-10
RELÉ DE CAPTACIÓN DE PRUEBA	1-18
RELÉS DE ALARMA.....	1-17,2-13
RELÉS DE SALIDA PS	
descripción	1-17
RELOJ	
sincronización	2-11
REINICIALIZACIÓN DEL RELÉ.....	8-8
REPUESTOS	6-1
REVISION, HISTORIA	B-1
ROTACIÓN DE FASE DE SECUENCIA POSITIVA.....	2-11
RS485 COMUNICACIONES	9-4

S

SALIDAS DIGITALES	
prueba con GE-LINK	10-10
prueba	8-10
pruebas de aceptación.....	4-13
pruebas periódicas	5-3
SALIDA, RELÉS DE	
74	1-17
94G	1-17
alarma	2-13
descripción.....	1-17
disparo	2-13
SALIDAS	
deshabilitación	8-7, 10-9
habilitación	8-7, 10-9
SECUENCIA DE EVENTOS	1-19
SELPRIM	1-18,6-2
SELTCM.....	2-10
SELTVM.....	2-10
SET, TECLA.....	8-5
SINCRONIZACIÓN DE TIEMPO	1-20,2-11
SISTEMA, ESTADO DEL	
pedido	8-12
SISTEMA, FRECUENCIA DEL	2-10
SISTEMA GENERADOR DE MUESTRA.....	2-2
SOFTWARE ver GE-LINK y Capítulo 10	
SOLUCIÓN DE PROBLEMAS	6-4
SOBRECORRIENTE	
algoritmo	2-22
calibraciones	2-22
caract. de corriente de tiempo.....	2-24, 2-25, 2-26, 2-27
diagrama lógico	1-13
pruebas de aceptación	4-27
tensiones de restricción	2-22
SOBRECORRIENTE A TIERRA	
algoritmo	2-38
descripción.....	1-9
diagrama lógico	1-14
calibraciones	2-38
características de corriente de tiempo	2-39
puesta a tierra	4-2
SOBRECORRIENTE DE TIEMPO	
pruebas periódicas	5-10
SOBRECORRIENTE TOC PUESTA A TIERRA	
pruebas de aceptación.....	4-37
pruebas periódicas	5-16
SOBREEXCITACIÓN	
tensiones	2-30
SOBREEXCITACIÓN	
algoritmo	2-29
calibraciones	2-29

ÍNDICE

características de tiempo	2-31, 2-32, 2-33
descripción	1-9
diagrama lógico	1-14
SOBREFRECUENCIA	
calibraciones	2-36
descripción	1-10
diagrama lógico	1-15
pruebas de aceptación	4-40, 4-41
SOBRETENSIÓN	
algoritmo	2-34
características de tensión de tiempo	2-35
descripción	1-10
diagrama lógico	1-12
pruebas periódicas	5-14
SOBRETENSIÓN DE SECUENCIA POSITIVA	
pruebas de aceptación	4-37
SUPERVISIÓN DE DISPARO SECUENCIAL	4-28
SYSFREQ	2-10

T

TCM	1-19
TECLA DE REINICIALIZACIÓN DE INDICADORES	8-2
TECLADO	
Tecla ACT	8-7
Teclas de flechas	8-4
TECLAS	
CLR	8-3
ingreso de datos	8-4
descripción	8-3
END	8-5
ENT	8-4
INF	8-12
PRT	8-4
SET	8-5
TENSIÓN NOMINAL	2-12
TERMINAL, DESIGNACIÓN	3-6
TIMESYNC	2-11
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	
ver entrada en índice para CTs	1-23
TVM	1-19

U

UNITID	2-10
---------------------	------

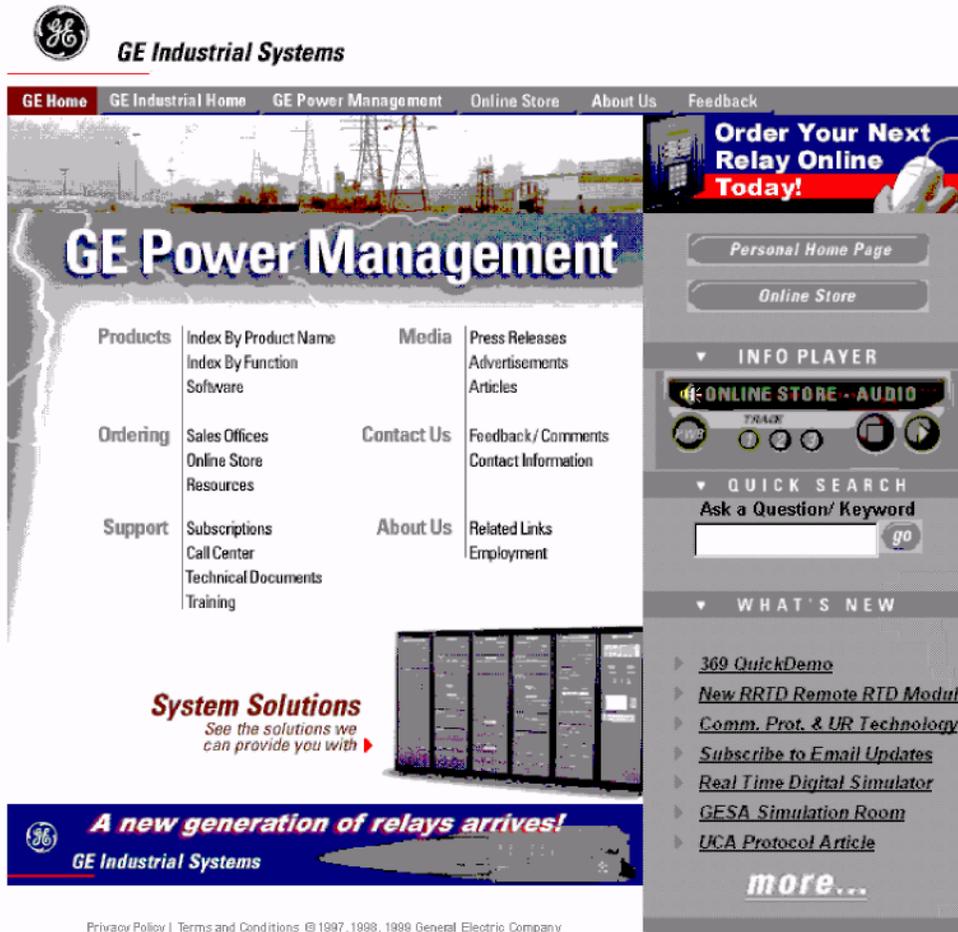
V

VALORES ACTUALES	
calibración de unidades primaria/secundaria	2-10
mapa de la memoria	9-13
pedido	8-13
vista con GE-Link	10-11
VERIFICACIÓN DE ESTADO	5-2
VERSION	
pedido	8-13
VISTA FRONTAL	3-3
VISTA TRASERA	3-3
VOLTIOS/HERTZ, EXCITACIÓN	
pruebas periódicas de disparo	5-13
VOLTIOS/HERTZ, SOBREEXCITACIÓN	
pruebas de aceptación de alarma	4-35
pruebas de aceptación de disparo	4-36
pruebas periódicas	5-12

VT	
conexión	2-12
relación	2-10
VTCONN	2-12
VT RATIO	2-10
VTFF	
descripción	1-10
diagrama lógico	1-16
pruebas de aceptación	4-42
pruebas periódicas	5-15
Calibraciones	2-37

La última información del producto correspondiente al relé DGP está disponible en la Internet en nuestra página:

<http://iAnAnAf.GEindustrial.com/pnn>



[Presiuonar aquí para bajar la página.](#)

Este sitio ofrece acceso a los siguientes servicios al cliente:

- Directorio de productos digitales
Puede verse una breve descripción de los productos en línea.
- Catálogo de productos
Pueden bajarse e imprimirse folletos de los Productos individuales
- Guía PATRA seleccionar el producto
*Guía selectora de productos
Herramienta gráfica para encontrar el producto Que le interesa*
- Oficinas de ventas
Lista completa de oficinas de ventas en el mundo
- Soporte técnico
Información de contactos completa disponible
- Manuales de instrucciones
Manuales para muchos productos ahora disponibles en línea
- Software del producto GE P
Las últimas versiones en funcionamiento del software de productos
- Dibujos técnicos
Muchos dibujos técnicos disponibles en formato AutoCAD, CorelDRAW, o PDF.
- Códigos de pedido
Pueden bajarse e imprimirse los códigos de pedido de muchos productos
- Publicaciones técnicas
Documentos relativos al manejo de la energía

Mucho más disponible. Visítenos en línea en www.GEindustrial.com/pm

Tab 21

REVISIONS			
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
A	CHANGE DATA AN 05029748 T. BONACCI	11/15/05	TB

REVISE ON CAD ONLY
UG PART: 368B4717G0001



Hydrogen - Cooled Generator

HYDROGEN-COOLED GENERATOR NO. 337X388		RATING
2 POLES 3 PHASE WYE CONN. 60 HERTZ		3600 RPM GAS 98% PURITY AT 30 PSIG
TOTAL TEMPERATURE AT RATING		KVA: 201200
GUARANTEED NOT TO EXCEED:		ARMATURE AMPS: 6453
100 °C ON ARMATURE BY DETECTOR		ARMATURE VOLTS: 18000
110 °C ON FIELD BY RESISTANCE		FIELD AMPS: 1483
MAXIMUM COLD GAS TEMPERATURE: 48 °C		EXCITATION VOLTS: 300
INLET LIQUID: 33.2°C		POWER FACTOR: 0.85

CAUTION BEFORE INSTALLING, OPERATING, OR DISMANTLING, READ INST. GEK- 111272

<div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> GE Power Systems General Electric Company </div>	Schenectady, New York Made in U.S.A.
---	---

1	APPLIED PRACTICES	348A9200
IT.	NOMENCLATURE	IDENT
LIST OF COMPLEMENTARY DOCUMENTS		

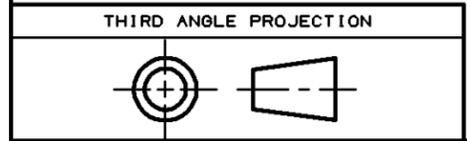
(G1)

BOM ISSUED

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE	 GE Power Generation GENERAL ELECTRIC COMPANY GENERATOR Schenectady, NY						
DIMENSIONS ARE IN INCHES.	DRAWN G.FALCON	05-11-07							
TOLERANCES ON:	CHECKED T.BONACCI	05-11-07							
2 PL DECIMALS ±	ENGRG C.DEGUTIS	05-11-08							
3 PL DECIMALS ±	ISSUED T.BONACCI	05-11-07							
ANGLES ±			DATA PLATE						
FRACTIONS ±			FIRST MADE FOR 337X388 B7FO						
			<table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="font-size: x-small;">SIZE</td> <td style="font-size: x-small;">CAGE CODE</td> <td style="font-size: x-small;">DWG NO</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">B</td> <td></td> <td style="text-align: center;">368B4717</td> </tr> </table>	SIZE	CAGE CODE	DWG NO	B		368B4717
SIZE	CAGE CODE	DWG NO							
B		368B4717							
	SIM TO: 368B6093	SCALE NONE	SHEET 1						

© COPYRIGHT 2005 GENERAL ELECTRIC COMPANY

PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.



DT-2N

N3DC

DISTR TO



GEK 95173SPB
Revisión B, julio de 1997

GE Power Systems
Generador

Operación

**Generador enfriado por hidrógeno
Modelo 7FH₂ con
Sistema de excitación estática**

TABLA DE CONTENIDO

I. INTRODUCCIÓN 3

II. INSPECCIÓN FINAL PREVIO AL ARRANQUE DEL GENERADOR POR PRIMERA VEZ 3

III. ARRANQUE DEL GENERADOR 4

 A. Motor de arranque convencional 5

 B. Sistema de arranque LCI 5

IV. PREVIO A LA SINCRONIZACIÓN 6

 A. Establecer la tensión del generador 6

 B. Ajustar la excitación sin carga 7

 C. Transferencia al regulador de tensión automático 7

V. SINCRONIZACIÓN DEL GENERADOR 7

 A. Igualar la frecuencia del generador a la frecuencia de barra 7

 B. Igualar la tensión del generador a la tensión de barra 7

 C. Igualar el ángulo de fase del generador al ángulo de fase de barra 7

VI. CARGA INICIAL 8

VII. PARAR EL GENERADOR 8

VIII. OPERACIÓN CON CORRIENTE DESEQUILIBRADA DEL INDUCIDO 8

IX. AJUSTE DE FACTOR DE POTENCIA 11

X. EFECTOS DE FACTOR DE POTENCIA EN AVANCE Y RETRASO 11

XI. CARGA DEL RECTIFICADOR 11

XII. PÉRDIDA DEL CAMPO 12

XIII. INSPECCIÓN POSTERIOR A UN DISPARO 13

XIV. DEVANADOS DE CAMPO A TIERRA 13

XV. CAPACIDAD DE CARGA DEL GENERADOR 13

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Corriente de secuencia de fase negativa de las magnitudes de las corrientes trifásicas (para el caso de corriente de fase no a cero) 10

Figura 2. Una curva típica de capacidad reactiva 12

I. INTRODUCCIÓN

Un turbogenerador mayor de alta velocidad es un equipo fabricado a precisión extremadamente complejo y diseñado para funcionar con una turbina en una planta de generación de energía eléctrica moderna con un mínimo de controles manuales. Estas máquinas se fabrican para funcionar continuamente durante largos períodos de tiempo sin interrupción. Para poder operar uno de estos generadores mayores, se requiere seguir cuidadosamente las pautas y procedimientos de operación correspondientes a la unidad específica. Aunque las prácticas de operación difieren hasta cierto punto entre los diferentes operadores, existen reglas de operación generales que se pueden aplicar universalmente. Estas instrucciones se incluyen como una guía para la operación de un turbogenerador y su intención no es abarcar todos los detalles o variaciones dentro de los procedimientos de operación.

II. INSPECCIÓN FINAL PREVIO AL ARRANQUE DEL GENERADOR POR PRIMERA VEZ

Uno de los períodos más importantes durante el ciclo de vida de un turbogenerador ocurre durante el arranque inicial. Durante este período, cada parte componente de la unidad se verifica y prueba en lo que se refiere a su instalación y operación adecuada.

Previo al embarque, el generador pasa por pruebas de fábrica estándar, las cuales incluyen lo siguiente:

- A. Inspección mecánica
- B. Equilibrio mecánico
- C. Marcha a sobrevelocidad
- D. Mediciones de resistencia fría del inducido y devanados del campo
- E. Mediciones de resistencia del aislamiento
- F. Pruebas dieléctricas
- G. Pruebas de fugas
- H. Pruebas de detectores de temperatura por resistencia

Aunque todas estas pruebas se realizan en fábrica, se considera importante repetir varias verificaciones justo antes de operar la unidad en la planta de generación de energía eléctrica.

Las inspecciones y verificaciones preliminares siguientes se deben realizar justamente previo al arranque del generador por primera vez.

1. Conexiones

Verificar las conexiones del inducido con el diagrama de conexiones.

2. Tensión del generador

Asegúrese que la tensión en la placa de identificación del generador corresponde con la tensión de línea.

3. Detectores de temperatura por resistencia

Los detectores de temperatura por resistencia se deberían verificar para determinar que están dando indicaciones adecuadas.

4. Tirantez de la carcasa

Se debería verificar el generador por fugas de gas. Después de montar totalmente el generador, se debería introducir presión al marco del generador y cuidadosamente verificar el marco y tuberías por fugas de acuerdo a las instrucciones para pruebas de fugas de gas que se ofrecen dentro de las instrucciones del enfriamiento por hidrógeno.

5. Anillos del colector y ensambles de escobillas

Los anillos del colector se deberían inspeccionar cuidadosamente por rayones o puntos ásperos. Las escobillas se deberían adaptar a la curvatura de los anillos del colector. La posición de las escobillas y ensamble se deberían colocar de acuerdo a las instrucciones de ensambles de escobillas y anillos del colector.

6. Resistencia del aislamiento

La resistencia del aislamiento se debería observar de acuerdo a las instrucciones para las pruebas de aislamiento.

7. Sistema de sellado de flecha

El sistema de sellado de flecha debe estar funcionando (refiérase a las instrucciones sobre enfriamiento por hidrógeno).

8. Claros (espacios libres)

El ventilador y otros claros del rotor se deben verificar durante el montaje. Se deben analizar los registros para cerciorarse que esto se ha realizado.

9. Frotación y vibración

Como se especifica en las instrucciones de establecer la velocidad de la turbina, se deberían realizar verificaciones para asegurarse que no exista frotación entre piezas giratorias y estacionarias del generador y que la operación combinada de los rotores de la turbina y el generador se encuentre libre de vibración excesiva.

10. Aislamiento del alojamiento de chumaceras y sellos

El aislamiento del alojamiento de chumaceras y sellos se debería verificar con un medidor de resistencia de aislamiento de acuerdo con las instrucciones sobre el aislamiento del alojamiento de chumaceras y sellos.

11. Excitador

El excitador se debería verificar cuidadosamente de acuerdo a la sección de equipos de excitación.

12. Sistema de hidrógeno

El sistema de hidrógeno se debería verificar de acuerdo a las instrucciones de enfriamiento por hidrógeno.

13. Enfriadores de gas

Ver la sección del enfriador simple horizontal - operación y mantenimiento.

III. ARRANQUE DEL GENERADOR

Durante el arranque del turbogenerador, se recomienda el uso de la lista de verificación de arranque para cerciorarse que no se haya olvidado ningún concepto. Se deben incluir los siguientes puntos en una lista de verificación. Estas listas son recomendables y su intención no es abarcar todos los puntos a verificar en una instalación específica.

Se han indicado dos categorías principales. La primera se refiere a turbogeneradores, los cuales se arrancan y se llevan a su velocidad de operación utilizando motores de arranque convencionales. La segunda categoría se ha incluido para considerar los requerimientos del generador especial asociado con sistemas de arranque de turbogeneradores con LCI (Load Commutated Inverter - Inversor conmutado de carga). Para obtener detalles

operacionales asociados específicamente al LCI, refiérase a los procedimientos de arranque de la turbina. También refiérase a instrucciones separadas para obtener información detallada de la operación del sistema de excitación.

A. Motor de arranque convencional

1. Se deben realizar las siguientes verificaciones iniciales:
 - a. Interruptor del inducido abierto
 - b. Interruptor de campo principal y de reserva abierto, si así está equipado.
 - c. Interruptor de control de regulador en posición manual.
 - d. Ajuste de tensión manual en la posición extremadamente baja.
 - e. Activar el agua hacia los enfriadores de gas.
 - f. Verificar que la presión y pureza del oxígeno se encuentren de acuerdo a las condiciones de diseño.
2. Cuando la unidad esté girando lentamente, verificar por frotación.
3. A medida que el generador se lleva a su velocidad, verificar el equilibrio mecánico por medio de lecturas de vibración de la flecha.
4. Verificar la posición de las escobillas de los anillos del colector en los anillos del colector para cerciorarse que estén bien colocadas sobre los anillos.
5. Regular las válvulas de flujo de líquido frío para obtener las condiciones de flujo nominal. La temperatura del gas frío dentro del generador se tomará como una función de la temperatura de líquido frío y las pérdidas durante la frecuencia de arranque.

B. Sistema de arranque LCI

***** ADVERTENCIA *****

1. **El generador y el LCI no se deben usar para producir la operación del “tornaflecha” para el tren del rotor.**
2. **El generador no se debe energizar por el LCI de tal manera que se produzca una velocidad promedio a régimen permanente que sea otra que aquella definida como operación normal para el lavado con agua, purga de la turbina o calentamiento de los HRSGs (Generadores de vapor por recuperación de calor).**

1. Se deben realizar las verificaciones iniciales siguientes:
 - a. Los controles del LCI están correctamente ajustados de acuerdo a los procedimientos de operación de la turbina.
 - b. Las seguridades del LCI se han reposicionado y están listas para funcionar.
 - c. Las seguridades del generador se han reposicionado y están listas para funcionar.
 - d. Verificar que el flujo y temperatura del aceite de chumaceras estén dentro de los límites establecidos.

NOTA

El transformador de puesta a tierra del generador se abrirá automáticamente durante la secuencia de arranque.

2. Verificar por frotación cuando la unidad está girando lentamente por medio del motor de giro lento.
3. Verificar la posición de las escobillas de los anillos del colector en los anillos del colector para cerciorarse que estén bien colocadas sobre los anillos.

4. Verificar que la presión y pureza del hidrógeno estén de acuerdo a las condiciones de diseño.

*** * * ADVERTENCIA * * ***

El arranque en aire de un generador enfriado por hidrógeno es sumamente más difícil en el generador debido a las propiedades más bajas de transferencia de calor del aire. Por esta razón, cualquier punto de detención a baja velocidad, tales como aquellos asociados con lavado con agua, purga y calentamiento del HRSG, se deben eliminar. La transición desde la velocidad de giro lento a la velocidad nominal debe ocurrir lo antes posible.

5. Regular las válvulas de flujo de líquido frío para obtener la condición de flujo nominal. Entonces, la temperatura del gas frío dentro del generador será una función de la temperatura del líquido frío y las pérdidas durante la secuencia de arranque.
6. A medida que el generador se lleva a su velocidad, verificar el equilibrio mecánico por medio de lecturas de vibración de la flecha.
7. Los detectores de temperatura por resistencia y la temperatura del campo se deben verificar frecuentemente durante el arranque para cerciorarse que no se excedan las temperaturas de los devanados.
8. Verificar que el LCI esté desenergizado y que el interruptor entre el mismo y el generador esté abierto al lograr el 90% de la velocidad.
9. Verificar que el interruptor del excitador del LCI se ha abierto.
10. Verificar que el interruptor entre el generador del neutro y el transformador de puesta a tierra se encuentre cerrado.

Favor notar que la siguiente dispensación se permite con el fin de reducir las dificultades asociadas con la instalación y el mantenimiento de generadores enfriados por hidrógeno: Se permite para acelerar el tren del rotor desde la velocidad de giro lento a la velocidad nominal usando la turbina, LCI y el generador con la carcasa del generador llena de aire en vez de gas hidrógeno, SOLAMENTE SI los puntos de detención a régimen permanente asociados con el lavado con agua, purga de turbina y calentamiento del HRSG se eliminan de la secuencia de arranque normal. Para evitar el sobrecalentamiento del rotor del generador, se debe permitir un lapso de tiempo de 60 minutos entre arranques múltiples. Los enfriadores del generador deben estar operando con el flujo de líquido frío y temperatura de acuerdo a las instrucciones estándar de GE.

IV. PREVIO A LA SINCRONIZACIÓN

A. Establecer la tensión del generador

1. Posterior a que la unidad logre el 95% o mayor de la velocidad, y se haya cumplido con la secuencia de arranque indicada en la Sección III, proceder a cerrar el interruptor principal del campo.
2. Ajustar el interruptor de control del regulador para el arranque de 5 - 6 segundos y soltar.
3. Verificar que la tensión del generador se ha establecido. Si no es así, referirse a las instrucciones en la sección de excitación para el arranque y ajustes iniciales del excitador.

PRECAUCIÓN

No intentar operar a velocidades por debajo del 95% ya que el generador, excitador y regulador de tensión se pueden dañar al menos que el sistema esté equipado con protección contra subfrecuencia.

B. Ajustar la excitación sin carga

1. Ajustar la tensión terminal de la máquina a aproximadamente el nivel nominal por medio del ajustador manual de tensión del regulador.
2. Verificar que la tensión del generador esté aproximadamente igual a la tensión de barra.

C. Transferencia al regulador de tensión automático

1. Ajustar el interruptor de control del regulador a la posición de prueba.
2. Llevar a cero el voltímetro de transferencia por medio del ajustador de tensión automático.
3. Ajustar el interruptor de control del regulador a la posición auto.
4. Verificar nuevamente la tensión del generador con la tensión de barra.

V. SINCRONIZACIÓN DEL GENERADOR

Previo a cualquier intento de cerrar el interruptor de sincronización del generador, se deben verificar la secuencia de fase del generador y el sistema para estar totalmente seguro que el giro de fase del generador y la línea sean iguales. En este momento, se deberían verificar las conexiones de sincronización. Las verificaciones anteriores son importantes, ya que daños serios pueden resultar debido a una sincronización inadecuada.

Al concluir las verificaciones anteriores, el generador se debería sincronizar.

A. Igualar la frecuencia del generador a la frecuencia de barra

1. Ajustar la velocidad de la turbina a giro lento del sincronoscopio, o
2. Usar relés de sincronización automáticos.

B. Igualar la tensión del generador a la tensión de barra

1. Ajustar el ajustador de tensión automático para igualar la tensión del generador a la tensión de barra, o
2. Usar relés de sincronización automáticos.

C. Igualar el ángulo de fase del generador al ángulo de fase de barra

1. Cuando el sincronoscopio lea cero, cerrar el interruptor del inducido, o
2. Usar relés de sincronización automáticos.

PRECAUCIÓN

Al momento de sincronización, la tensión del generador se debe igualar con la tensión del sistema a una tolerancia de $\pm 5\%$ y el ángulo de cierre del interruptor no debe exceder 10 grados eléctricos. La velocidad de la turbina debería ser rápida con respecto al sistema de potencia con un período de deslizamiento de 10 segundos por ciclo de deslizamiento o menor.

VI. CARGA INICIAL

Para cargar el generador, los controles de la turbina deberían estar ajustados de acuerdo a las instrucciones sobre OPERACIÓN DE LA TURBINA Y REGULADOR DE VELOCIDAD. La corriente de campo del generador se debería ajustar para que proporcione el factor de potencia deseado.

- A. Ajustar la salida de la turbina del 3 al 5% de la carga nominal de la misma inmediatamente después de la sincronización.
- B. Ajustar el regulador de tensión automático para obtener el factor de potencia deseado.
- C. Ajustar el regulador manual para llevar a cero el voltímetro de transferencia.

Los detectores de temperatura por resistencia y la temperatura del campo se deberían verificar frecuentemente para cerciorarse que no se excedan las temperaturas de los devanados. Se debe mantener la temperatura del gas frío al nivel o debajo del nivel indicado en las instrucciones de “SALIDA DEL GENERADOR COMO UNA FUNCIÓN DE LA CURVA DE TEMPERATURA DEL GAS FRÍO” para las condiciones particulares de carga de salida.

VII. PARAR EL GENERADOR

- A. Reducir la carga de la unidad a cero ajustando los sistemas de control de la turbina y excitación (o desactivando las cargas de una máquina individual). Generalmente, será necesario ajustar el regulador de tensión con el fin de reducir a cero la corriente de línea del generador cuando el mismo está funcionando en paralelo con un sistema de potencia.
- B. Cuando la carga se haya reducido a cero, abrir el interruptor de línea del generador.
- C. Ajustar a cero la tensión del medidor de transferencia utilizando el ajustador manual de tensión del regulador.
- D. Posicionar el interruptor de control del regulador a la posición manual.
- E. Reducir la tensión terminal de la máquina al valor mínimo con el ajustador manual de tensión del regulador.
- F. Abrir el interruptor principal del campo.
- G. Cerrar el agua hacia los enfriadores del generador casi al mismo tiempo que se pare la turbina.

Al parar el generador, no se debe intentar reducir rápidamente la velocidad por medio de pérdida del núcleo correspondiente a una excitación del campo excesiva, ya que se logrará la saturación de flujo magnético en el núcleo del inducido y la fuga de flujo hacia adentro del marco del estator pudiese resultar en corrientes parásitas que resulta en el calentamiento de la estructura del marco del estator.

VIII. OPERACIÓN CON CORRIENTE DESEQUILIBRADA DEL INDUCIDO

Las capacidades de los turbogeneradores se determinan en base a las condiciones de carga equilibrada. En el caso de una carga trifásica equilibrada, las corrientes de fase del generador son de igual magnitud y se encuentran en secuencia de fase simétrica. En el caso de condiciones de carga desequilibrada, las corrientes de fase y tensiones terminales se desvían de la relación ideal de una carga equilibrada y una corriente de inducido de secuencia de fase negativa se impone sobre el generador. Una carga desequilibrada excesiva pudiese resultar en pérdidas adicionales y aumentos de temperatura los cuales generalmente, no se consideran en el diseño del generador. Principalmente, las pérdidas adicionales ocurren en la superficie del rotor y la capacidad del generador disminuye con el aumento de la magnitud del desequilibrio.

La operación de carga equilibrada permisiva se define por las curvas de capacidad reactiva del generador en términos de kw y kvar del generador. El generador está diseñado a operar a los kva nominales dentro de un rango entre el 95 y 105% de la tensión terminal nominal bajo condiciones de carga equilibrada.

La operación de carga desequilibrada permisiva se define por las curvas de capacidad reactiva del generador, la capacidad de la corriente de fase máxima y por la corriente de secuencia negativa permisiva. Bajo condiciones desequilibradas, el generador también se puede operar a su capacidad nominal de kva, calculado usando el promedio de la tensión de línea a línea y el promedio de las corrientes de fase, siempre y cuando la corriente de fase máxima no exceda los siguientes valores:

A. La tensión terminal oscila entre el 100 al 105% del nominal

Corriente de fase máxima =
corriente de inducido nominal basada en la presión de operación del hidrógeno.

B. La tensión terminal oscila entre el 95 al 100% del nominal

Corriente de fase máxima =
corriente de inducido nominal
basada en la presión de operación del hidrógeno \times $\frac{\text{tensión de línea-a-línea nominal}}{\text{promedio de tensiones de línea-a-línea}}$

Se puede realizar una evaluación de una condición de carga desequilibrada, comparando la corriente actual de secuencia negativa del inducido con la corriente de secuencia negativa permisiva máxima del inducido, y comparando la corriente de fase máxima con la capacidad indicada anteriormente. Si la corriente de fase máxima excede los valores límites indicados anteriormente, o si la corriente actual de secuencia negativa excede el máximo permisivo, se debe considerar una de las siguientes medidas correctivas:

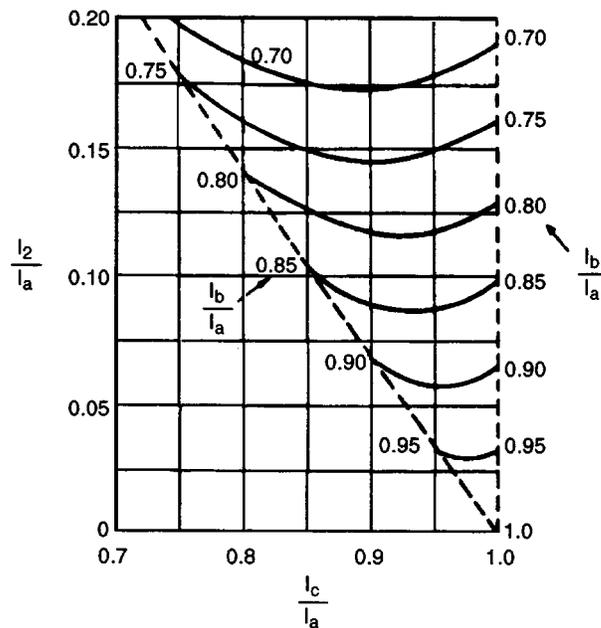
1. Reducir la carga desequilibrada.
2. Aumentar el factor de potencia del generador.
3. Reducir la carga de kva del generador.
4. Reducir la tensión terminal (hacia abajo a un mínimo del 95% de la tensión nominal).

La corriente de secuencia de fase negativa permisiva máxima es 0.08 por unidad, donde la corriente base del inducido se calcula como sigue:

1. En el caso de temperaturas del gas frío menores o equivalentes a 40°C, la corriente base es el nivel de corriente del inducido a la capacidad de salida del generador a carga base del gas frío a 40°C.
2. En el caso de temperaturas del gas frío mayores de 40°C, la corriente base varía y corresponde al nivel de corriente del inducido a la capacidad de salida del generador a carga base a la temperatura específica del gas frío.

Como indicado anteriormente, la temperatura del gas frío se define como la temperatura del gas de enfriamiento a las salidas del enfriador dentro del generador. La capacidad normal de tiempo corto se define como el producto integrado $(I_2)^2t$, donde I_2 = la corriente de secuencia de fase negativa y t = tiempo en segundos. El valor permitido se muestra en la Hoja de Datos del Generador y aplica para tiempos hasta 120 segundos.

La corriente de secuencia negativa actual del inducido se puede calcular usando la Figura 1, siempre y cuando no existan corrientes de secuencia de fase cero. Por ejemplo, asignar a $I_a = 0.880$, $I_b = 0.704$ y $I_c = 0.757$, en la corriente base del inducido por unidad. Entonces, I_b/I_a es 0.8 e I_c/I_a es 0.86. Refiriéndose la Figura 1, I_2/I_a es 0.125 y $I_2 = 0.125 \times 0.880 = 0.11$, en corriente base del inducido por unidad.



I_a = la mayor de las corrientes trifásicas.
 I_b = la menor de las corrientes trifásicas.
 I_c = corriente trifásica con valor intermedio.

Figura 1. Corriente de secuencia de fase negativa de las magnitudes de las corrientes trifásicas (en el caso de corriente de fase que no sea cero).

Una regla útil, aplicando con menos de 0.05 de corriente de fase negativa por unidad, es que el componente de secuencia de fase positiva es aproximadamente el promedio de las corrientes trifásicas y el componente de secuencia de fase negativa es aproximadamente la desviación máxima de cualquier corriente de fase del valor del promedio.

No es la intención que la operación, de acuerdo a estas recomendaciones de carga desequilibrada, esté dentro de los límites de temperaturas garantizadas o los límites de temperaturas establecidos por las normas para operación a la capacidad nominal de la máquina. Estas desviaciones de los límites de temperatura establecidos por las normas serán pequeñas; sin embargo, las temperaturas estarán usualmente dentro de un rango de temperatura seguro que se esperaría si la máquina fuese operada sobre el rango entre el 95 y 105% de la tensión terminal a un KVA nominal equilibrado.

Las corrientes desequilibradas del inducido del generador producen pulsaciones de torsión de la flecha a razón del doble de la frecuencia de línea con magnitudes por unidad de aproximadamente equivalente a la corriente de secuencia de fase negativa del inducido por unidad. Las torsiones de pulsaciones también aparecen en el núcleo del estator del generador. Los núcleos de estatores montados en resortes en la mayoría de los generadores modernos (enfriados por hidrógeno) de 3,600 rpm aíslan eficazmente esta torsión de pulsaciones del marco y cimentación del estator.

La magnitud de las pérdidas y calentamiento adicionales resultantes de la corriente de secuencia de fase cero del inducido dependerá del diseño específico del generador (especialmente el arreglo de los devanados del inducido), además del valor de la corriente de secuencia de fase negativa del inducido. La toma de carga de secuencia de fase cero de un generador específico se debería referir a las recomendaciones del fabricante.

Si los datos del fabricante no se pueden obtener, una referencia conservadora de toma de carga de secuencia de fase cero o una combinación de toma de carga de secuencia de fase negativa y de secuencia de fase cero es lo siguiente. Combinar la secuencia de fase cero por unidad, I_0 , la secuencia de fase negativa, I_2 , los componentes de corriente

de acuerdo a la ecuación (1) y observar las mismas limitaciones para la corriente equivalente resultante, I^1 , como se da para I_2 . Esto es una regla conservadora, pero usualmente debería ser adecuada para las situaciones más bien infrecuentes donde es necesario imponer cargas de secuencia de fase cero a los turbogeneradores.

$$I^1 = \sqrt{(I_2)^2 + 2(I_0)^2} \quad (1)$$

IX. AJUSTE DE FACTOR DE POTENCIA

Cuando solamente se está operando el generador, el factor de potencia del mismo se determina por el factor de potencia que demanda la carga. Sin embargo, cuando el generador está operando sobre un sistema o en paralelo con otras máquinas, su factor de potencia se determina por la corriente del campo del generador. El factor de potencia del generador se puede regular ajustando la corriente del campo. En el caso de una operación sobreexcitada (o un factor de potencia en retraso), el aumento de la corriente del campo disminuirá el factor de potencia y la disminución de corriente del campo aumentará el factor de potencia.

X. EFECTO DEL FACTOR DE POTENCIA EN ADELANTO Y RETRASO

Todas las unidades turbogeneradoras están diseñadas para satisfacer una capacidad nominal específica. Dicha capacidad incluye el factor de potencia además de KVA, tensión y velocidad. Sin embargo, debido a condiciones del sistema, las unidades turbogeneradoras se operan usualmente en otros factores de potencia diferentes del nominal, y es importante que los operadores conozcan las capacidades y limitaciones asociadas con este tipo de operación. Esto se muestra por medio de una curva de capacidad reactiva que se incluye en la sección del generador en el manual de los obradores. La Figura 2 muestra una curva típica. Para fines ilustrativos, esta curva se traza en valores por unidad.

Para ilustrar la relación de kw, kvar y kva, en la esquina izquierda inferior de la curva, se ha añadido un diagrama de vectores. Esto indica que cualquier punto de operación en la curva de capacidad reactiva, los valores de kw y kvar se pueden sumar vectorialmente para proveer el kva resultante.

Es significativo que la mayoría de los panales de distribución en las estaciones de energía eléctrica se suministran con medidores de kw y kvar para que se usen directamente las curvas de capacidad reactiva. Por lo tanto, no es usualmente necesario conocer los kvas cuando se opera un generador.

Una inspección de la Figura 2 muestra que la porción de las curvas que se extiende entre la línea del factor de potencia en retraso nominal y la línea del factor de potencia en adelanto de 0.95 es un arco de un círculo con un radio de 1.0 de kva por unidad correspondiente al valor nominal a diferentes presiones del hidrógeno. En esta región, el kva está limitado por las limitaciones de temperatura del devanado del inducido.

En la región de operación entre la línea del factor de potencia nominal y el factor de potencia en retraso de cero (sobreexcitación), el kva está limitado por el aumento de temperatura del devanado del campo. En la región del factor de potencia en avance o dentro del rango de subexcitación, usualmente el kva nominal se puede llevar a un factor de potencia en avance de 0.95. Desde este punto, el kva se tiene que reducir para mantener las temperaturas de hierro de extremo seguras en el núcleo del inducido.

Otra consideración en la operación con bajo factor de potencia en avance es la estabilidad a régimen permanente. Se ha descubierto, a través de pruebas, que una unidad turbogeneradora típica equipada con un regulador de tensión moderno tendrá una marcha a régimen permanente sumamente más baja que el rango de operación permitido por las limitaciones de calentamiento que se muestran en la curva, pero el límite también depende de las características del sistema.

XI. CARGA DEL RECTIFICADOR

Los turbogeneradores mayores están diseñados en base a la corriente del inducido con desviaciones insignificantes de una onda senoidal pura. Si parte de la salida de CA del generador se convierte a CC, las corrientes armónicas

generadas por parte del proceso de rectificación fluirán en los devanados del inducido del generador. Estas corrientes armónicas causan pérdidas adicionales, principalmente en la superficie del rotor, situación que generalmente no se considera en el diseño del generador.

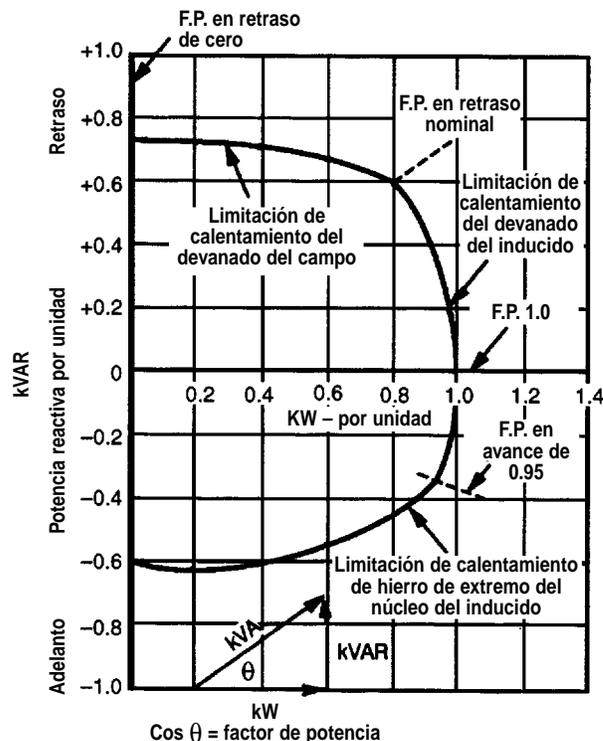


Figura 2. Una curva típica de capacidad reactiva.

La disminución de capacidad del generador es una función de la magnitud de cada corriente armónica y del diseño eléctrico del generador específico en cuestión. Previo a conectar cualquier carga de rectificador al generador, se recomienda que el listado de las corrientes armónicas se envíe a General Electric Company para utilizarlo para determinar la correspondiente reducción de capacidad del generador.

XII. PÉRDIDA DEL CAMPO

La operación de un turbogenerador conectado a un sistema sin corriente del campo causará un calentamiento excesivo del campo. Hasta que punto este calentamiento ocurrirá, depende en varias condiciones incluyendo la carga inicial sobre la máquina, la manera de como se pierde la corriente del campo y la manera en que el generador esté conectado al sistema. Al momento de pérdida de excitación, el generador tiende a correr a velocidad excesiva y operar como un generador de inducción. Generalmente, dicha sobrevelocidad resulta de una reducción en carga debido a las características del regulador de velocidad de la turbina, un aumento de corriente del inducido y posible baja tensión en los terminales del generador, y se acompaña con corrientes del rotor altas. Dichas corrientes del rotor fluirán a través del devanado del campo (siempre y cuando el devanado del campo se ha puesto en cortocircuito o conectado a través de una resistencia de descarga del campo) y a través del cuerpo del rotor. En un lapso corto de tiempo, las corrientes del cuerpo del rotor causarán temperaturas altas y posiblemente peligrosas. El tiempo que se necesita para que el calentamiento se considere peligroso depende de las condiciones de pérdida de excitación. Generalmente, este tiempo es corto, siendo solamente unos segundos en vez de minutos para una máquina con un devanado del campo totalmente abierto. Adicionalmente, abrir el circuito del campo con la máquina cargada (el campo no se encuentra en cortocircuito a través de la resistencia de descarga del campo), pudiera someter al aislamiento a tensiones altas y posiblemente peligrosas debido a los efectos inductivos del devanado.

Si se pierde la excitación debido a un disparo accidental del interruptor del campo, el interruptor se debe cerrar de inmediato nuevamente sin parar la máquina.

Si se descubre que la máquina está operando sin el campo durante un período de tiempo desconocido, la misma se debe disparar fuera de línea inmediatamente y pararla para determinar, por medio de una inspección, la extensión del daño al rotor debido al calentamiento.

Actualmente, existen relés disponibles los cuales determinan cuando una máquina se ha estado deslizando debido a pérdida de excitación. Considerando que este efecto ocurre solamente en unos segundos posterior a la pérdida del campo, y si tales relés se usan para disparar la máquina fuera de línea, se evitarán daños por sobrecalentamiento y la máquina se podrá poner nuevamente en servicio tan pronto se repare el defecto del sistema de excitación.

XIII. INSPECCIÓN POSTERIOR A UN DISPARO

Si la máquina se dispara fuera de línea por causa de cualquiera de sus dispositivos de protección, no se debería intentar sincronizar la máquina nuevamente, antes de determinar la causa del disparo.

Posterior a un disparo causado por relés de fase diferencial, se deben probar los devanados del inducido y del campo, y por otra parte, inspeccionar previo a intentar de sincronizar la máquina nuevamente.

XIV. DEVANADOS DE CAMPO A TIERRA

Se acostumbra operar un turbogenerador sin poner a tierra el sistema de excitación. Si ocurre una tierra simple accidental en el campo del generador operando un sistema que no está puesto a tierra, no ocurrirá ningún cambio del sistema de excitación en el momento de la puesta a tierra y la máquina se podrá retirar del sistema sin el riesgo de interrumpir el sistema o daños costosos al campo del generador. El generador se debería retirar de servicio y reparar el problema lo antes posible después de la indicación de una tierra.

PRECAUCIÓN

Bajo ningún concepto, se debería permitir que un generador se mantenga en el sistema durante un período considerable de tiempo posterior a que ocurra una puesta a tierra. Si una segunda puesta a tierra ocurre, el campo pudiera experimentar daños debido al gran flujo de corriente a través del circuito cerrado.

XV. CAPACIDAD DE CARGA DEL GENERADOR

No se debería operar el generador a cualquier carga superior a la salida permitida en las curvas de capacidad, aunque su aumento de temperatura de operación se encuentre bien por debajo de los aumentos de temperatura garantizados, y la temperatura del agua de enfriamiento pudiese ser menor que aquella especificada en la hoja de datos. El generador está diseñado para proporcionar una operación continua e intermitente, larga y libre de problemas durante su vida útil a salidas de potencia permitidas, y las tomas de carga más allá de lo que abarcan las curvas de capacidad usurpan los márgenes de diseño establecidos en la máquina.



GE Power Systems

General Electric Company
One River Road, Schenectady, NY 12345
518 • 385 • 2211 TX: 145354



Inspección y pruebas operacionales periódicas

Generador

I. INTRODUCCIÓN

Las condiciones y parámetros de operación normal esperados están especificados en las diferentes secciones del Libro de Instrucciones. Los parámetros requeridos, los cuales varían con las condiciones de operación específicas, se pueden mantener mejor con inspecciones y pruebas periódicas. La inspección y prueba se deben programar a intervalos regulares de acuerdo con las instrucciones y la práctica de una buena operación. Lo que sigue es un programa típico que se debe corregir como lo requieran las instrucciones de operación específicas.

A. En cada turno

1. Verificar el flujo de agua, la temperatura y la ventilación para cada enfriador de hidrógeno.
2. Verificar los anillos y escobillas del colector del generador.

B. 3-6 meses

1. Verificar la calibración y la operación de todos los dispositivos de alarma y/o contactos.
2. Verificar el aislamiento del cojinete.
3. Verificar el aislamiento de la cubierta del sello de hidrógeno del extremo del colector.

C. 6-12 meses

1. Verificar la operación de los detectores de temperatura por resistencia.
2. Verificar la calibración de todos los instrumentos indicadores.
3. Verificar el aislamiento del acoplamiento del excitador por si existe tierra eléctrica.

D. Paradas por mantenimiento

1. Verificar los tubos del enfriador de hidrógeno buscando formaciones de mineral en el lado del agua.



GE Power Systems

General Electric Company
One River Road, Schenectady, NY 12345
518 • 385 • 2211 TX: 145354

SIZE A	DWG NO 387A4020	SH 2	REV A
-----------	--------------------	---------	----------

ESTIMATED GENERATOR DATA

Customer: TERMOBARRANCAS, C.A.
Station/Project: TERMOBARRANCAS
Generator Number: 337X388
Generator Type: 7FH2 LDS UP

GENERATOR RATING

Data for Proposal No/Electrical Design: F307T139 Oct 19 2005

**ATB 2 201200 kVA 3600 RPM 18000 Volts 0.85 PF 30 psig 40 °C Gas 171020 kW 6453 Amps
300 Field Volts 600 Ft Alt 0.57 SCR 60 Hz 3 Phase WYE Connection**

Exciter Rating

Type Static
475 kW 300 Volts 1583 D.C.Amps Field Amps @ Generator rated Load 1483

<u>Total temperatures are guaranteed not to exceed:</u>	<u>Insulation Class</u>	<u>Temperature Rise</u>
Stator coils: 100 °C by embedded detector	Armature F	B
Field coils 110 °C by Resistance	Field class F	B
Collector Gas Rise 20 °C by RTD		

Cooling water Requirements @ Generator Rating (C901 - Data)

(Data not applicable for Open Ventilated Units. Air cooled OV units, values will be shown as -99999)

Generator Output: 201200 Kva
Loss to Coolers: 1333 Kw
Inlet Water Temperature: 33.2 °C
Outlet Cold Gas Temperature 40 °C
Coolant 100% Water with Corrosion Inhibitors
Maximum Fouling Factor: 0.001 1/(btu / (hours*footsquared*F))
Total Water Flow Required: 1600 GPM (total for all coolers)
Coolant temperature Max 33.2 °C
Head Loss Per Cooler: 12.5 Feet of Water
Maximum Operating Pressure: 125 psig
8.6184 bar

Dielectric tests (Between coils and ground, 50/60 hertz AC for 1 min)

Stator 37000V
Rotor 2880V

 GE POWER GENERATION GENERAL ELECTRIC COMPANY SCHENECTADY, NY	SIZE A	CAGE CODE	DWG NO 387A4020
	DRAWN: CD4		
ISSUED: CD4	SCALE		SHEET 2

SIZE A	DWG NO 387A4020	SH 3	REV A
------------------	--------------------	---------	----------

REACTANCES (Per Unit):

	Direct Axis	
Saturated Synchronous	X_{dv}	1.81
Unsaturated Synchronous	X_{di}	1.81
Saturated Transient	X'_{dv}	0.2
Unsaturated Transient	X'_{di}	0.225
Saturated Sub transient	X''_{dv}	0.13
Unsaturated Sub transient	X''_{di}	0.17
Saturated Negative Sequence	X_{2v}	0.13
Unsaturated Negative Sequence	X_{2i}	0.17
Saturated Zero Sequence	X_{0v}	0.105
Unsaturated Zero Sequence	X_{0i}	0.105
Saturated Leakage Reactance	X_{lv}	0.115
Unsaturated Leakage Reactance	X_{li}	0.13

Quadrature Axis

X_{qv}	1.71
X_{qi}	1.71
X'_{q}	0.415
X''_{qv}	0.13
X''_{qi}	0.17

FIELD TIME CONSTANTS (Seconds @ 125 °C)

Open Circuit	T'_{d0}	7	T'_{q0}	0.54
Three Phase Short Circuit Transient	T'_{d3}	0.7	T'_{q}	0.13
Line To Line Short Circuit Transient	T'_{d2}	1.2		
Line To Neutral Short Circuit Transient	T'_{d1}	1.5		
Short Circuit Sub transient	T''_{d}	0.026	T''_{q}	0.026
Open Circuit Sub transient	T''_{d0}	0.04	T''_{q0}	0.082

ARMATURE DC COMPONENT TIME CONSTANTS (Seconds@ 100 °C)

Three Phase Short Circuit	T_{a3}	0.39
Line To Line Short Circuit	T_{a2}	0.39
Line To Neutral Short Circuit	T_{a1}	0.32

ARMATURE WINDING SEQUENCE RESISTANCES (Per Unit)

Positive	R_1	0.0025
Negative	R_2	0.0174
Zero	R_0	0.0094

Reactance, Resistance and Time Constant data may be interpreted per IEEE 115, section VII.

The base reactance ("UNIT") is calculated by the armature kV squared / MVA.

$$\text{Base reactance} = 1.6103 \quad \text{Ohms}$$

Rotor Short-Time Thermal Capacity, $(I_2)^2t$	10 s
Turbine-Generator Combined Inertia Constant, H	5.533 kW-s/kVA
Three Phase Armature Winding Capacitance	0.8171 μ F
Armature Winding DC Resistance (Per Phase)	0.0017 Ω (100 °C)
Field Winding DC Resistance	0.1942 Ω (125 °C)
Field Current At Rated Kva, Armature Voltage, & PF	1483 A
Field Current At Rated Kva, Armature Voltage, 0 PF Lagging	1791 A
(For Systems Study Only - Not Allowable Operating Point)	

 GE POWER GENERATION SCHENECTADY, NY	GENERAL ELECTRIC COMPANY	SIZE A	CAGE CODE	DWG NO 387A4020
	DRAWN: CD4			ISSUED: CD4

SIZE A	DWG NO 387A4020	SH 4	REV A
-----------	--------------------	---------	----------

MACHINE SATURATION DATA

S/1.0 = 0.068

S/1.2 = 0.5806

Machine saturation may be calculated from the data of curves A and B of

"ESTIMATED SATURATION AND SYNCHRONOUS IMPEDANCE CURVES".

"S/1.0" is the field amp difference from B to A divided by the field amp of A at 1.0 pu voltage.

X/R RATIO

X/R = 126

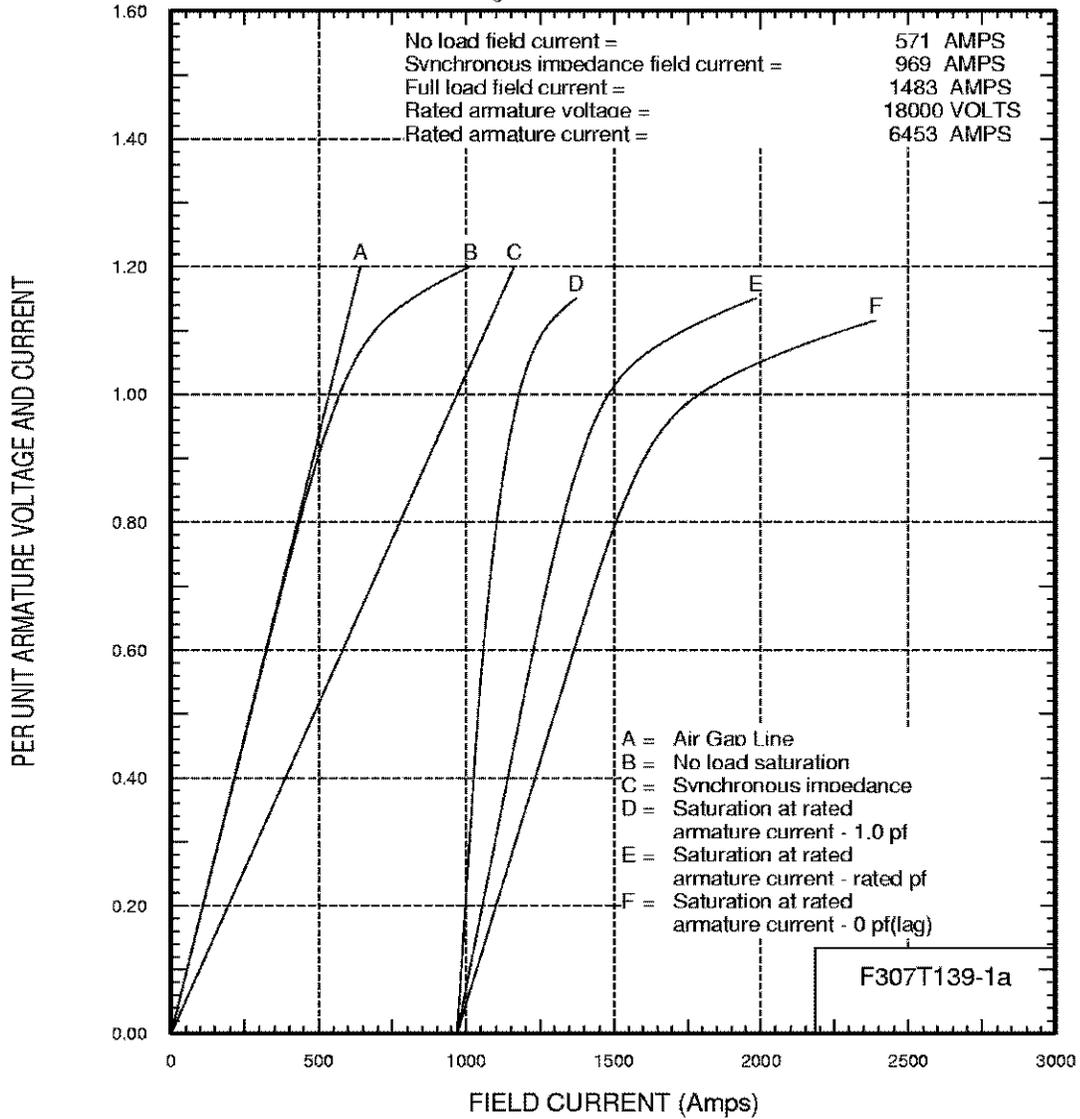
X/R ratio equals "XPP/DV" * base reactance / armature DC resistance at 100 C

 GE POWER GENERATION GENERAL ELECTRIC COMPANY SCHENECTADY, NY	SIZE A	CAGE CODE	DWG NO 387A4020
	DRAWN: CD4		
ISSUED: CD4	SCALE		SHEET 4

SIZE A	DWG NO 387A4020	SH 5	REV A
-----------	--------------------	---------	----------

ESTIMATED SATURATION AND SYNCHRONOUS IMPEDANCE CURVES

2 Pole 3600 RPM 201200 kVA 18000 Volts 0.850 PF
 0.570 SCR 30.00 PSIG H2 Pressure 300 Volts Excitation
 40 Deg. C Cold Gas 600 Ft. Altitude

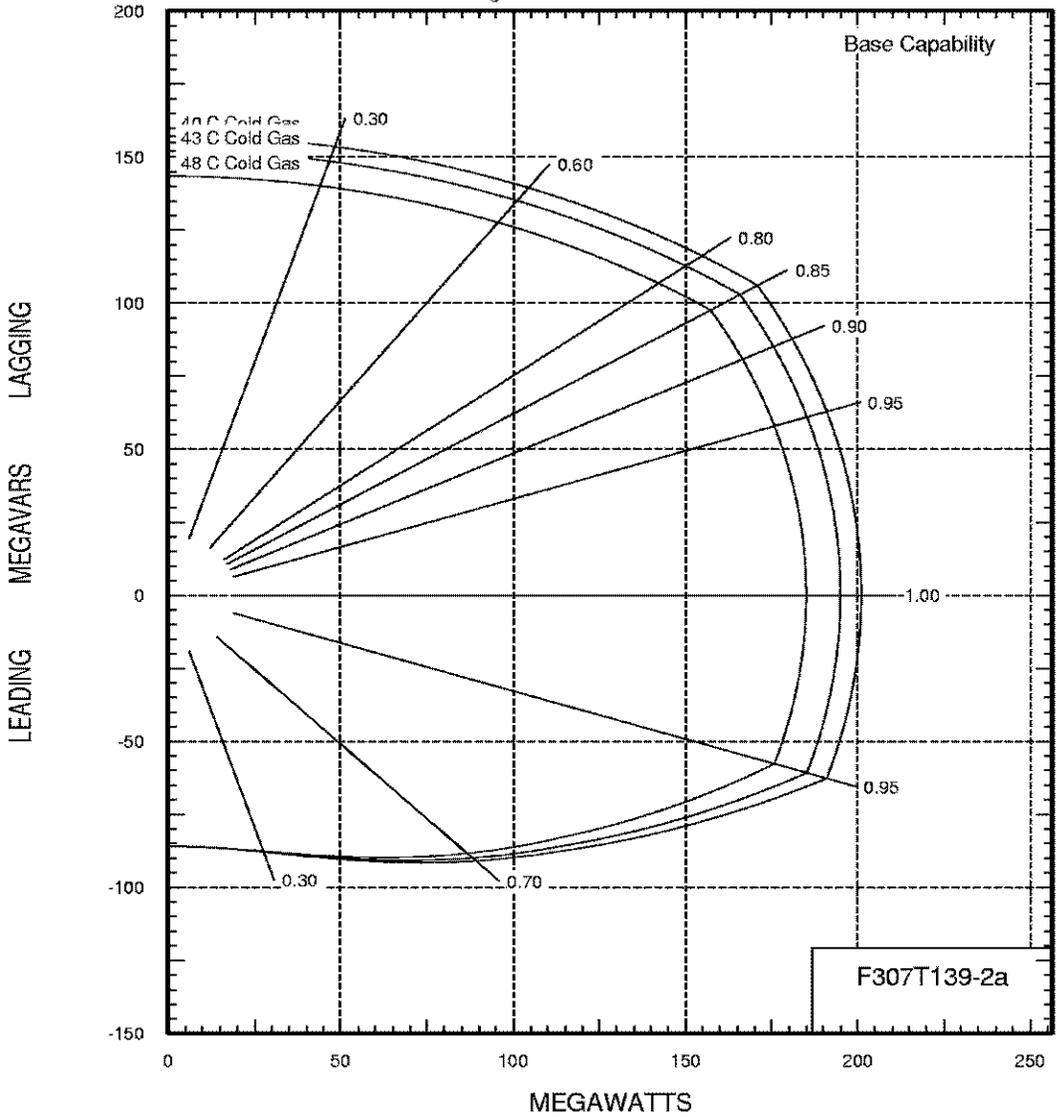


GENERAL ELECTRIC COMPANY  GE POWER GENERATION SCHENECTADY, NY		SIZE A	CAGE CODE	DWG NO 387A4020
DRAWN CD4		SCALE		SHEET 5
ISSUED CD4				

SIZE A	DWG NO 387A4020	SH 6	REV A
-----------	--------------------	---------	----------

ESTIMATED REACTIVE CAPABILITY CURVES

2 Pole 3600 RPM 201200 kVA 18000 Volts 0.850 PF
 0.570 SCR 30.00 PSIG H2 Pressure 300 Volts Excitation
 40 Deg. C Cold Gas 600 Ft. Altitude

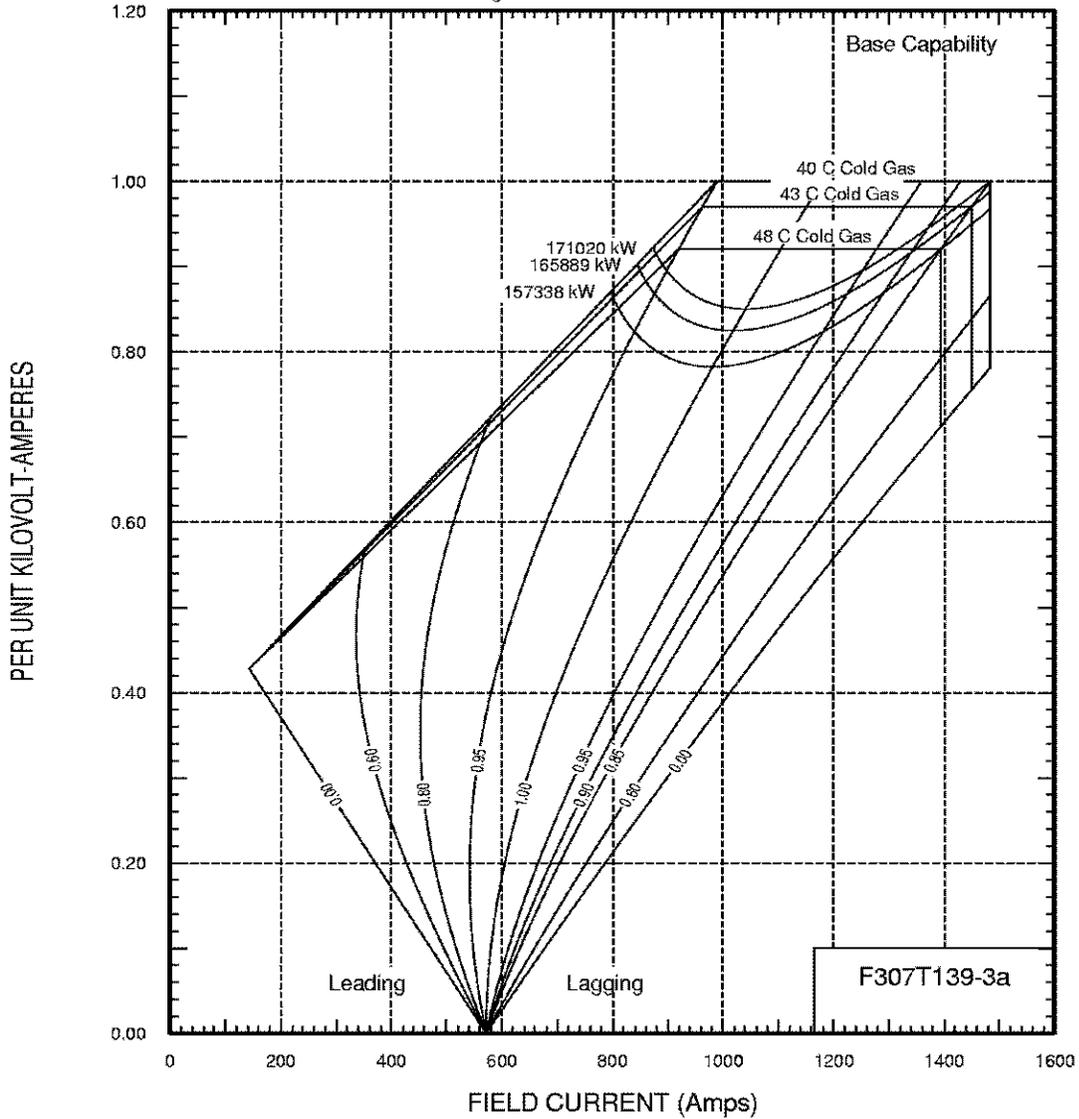


 GE POWER GENERATION SCHENECTADY, NY	GENERAL ELECTRIC COMPANY	SIZE A	CAGE CODE	DWG NO 387A4020
	DRAWN CD4	SCALE		SHEET 6
ISSUED CD4				

SIZE A	DWG NO 387A4020	SH 7	REV A
------------------	--------------------	---------	----------

ESTIMATED VEE CURVES

2 Pole 3600 RPM 201200 kVA 18000 Volts 0.850 PF
 0.570 SCR 30.00 PSIG H2 Pressure 300 Volts Excitation
 40 Deg. C Cold Gas 600 Ft. Altitude

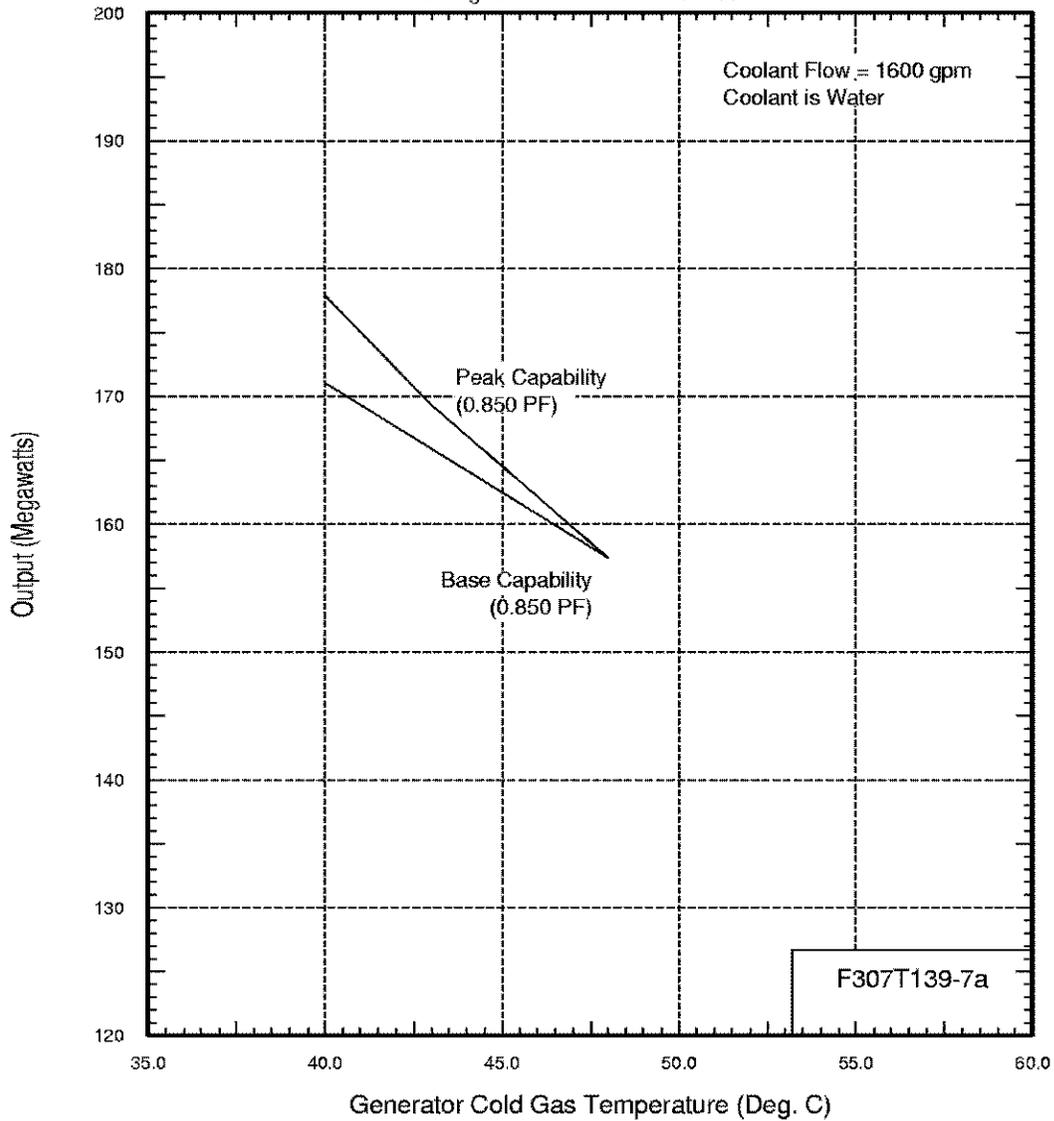


 GENERAL ELECTRIC COMPANY GE POWER GENERATION SCHENECTADY, NY		SIZE A	CAGE CODE	DWG NO 387A4020
DRAWN CD4		SCALE		SHEET 7
ISSUED CD4				

SIZE A	DWG NO 387A4020	SH 12	REV A
------------------	--------------------	----------	----------

GENERATOR OUTPUT AS A FUNCTION OF COLD GAS TEMPERATURE

2 Pole 3600 RPM 201200 kVA 18000 Volts 0.850 PF
0.570 SCR 30.00 PSIG H2 Pressure 300 Volts Excitation
40 Deg. C Cold Gas 600 Ft. Altitude

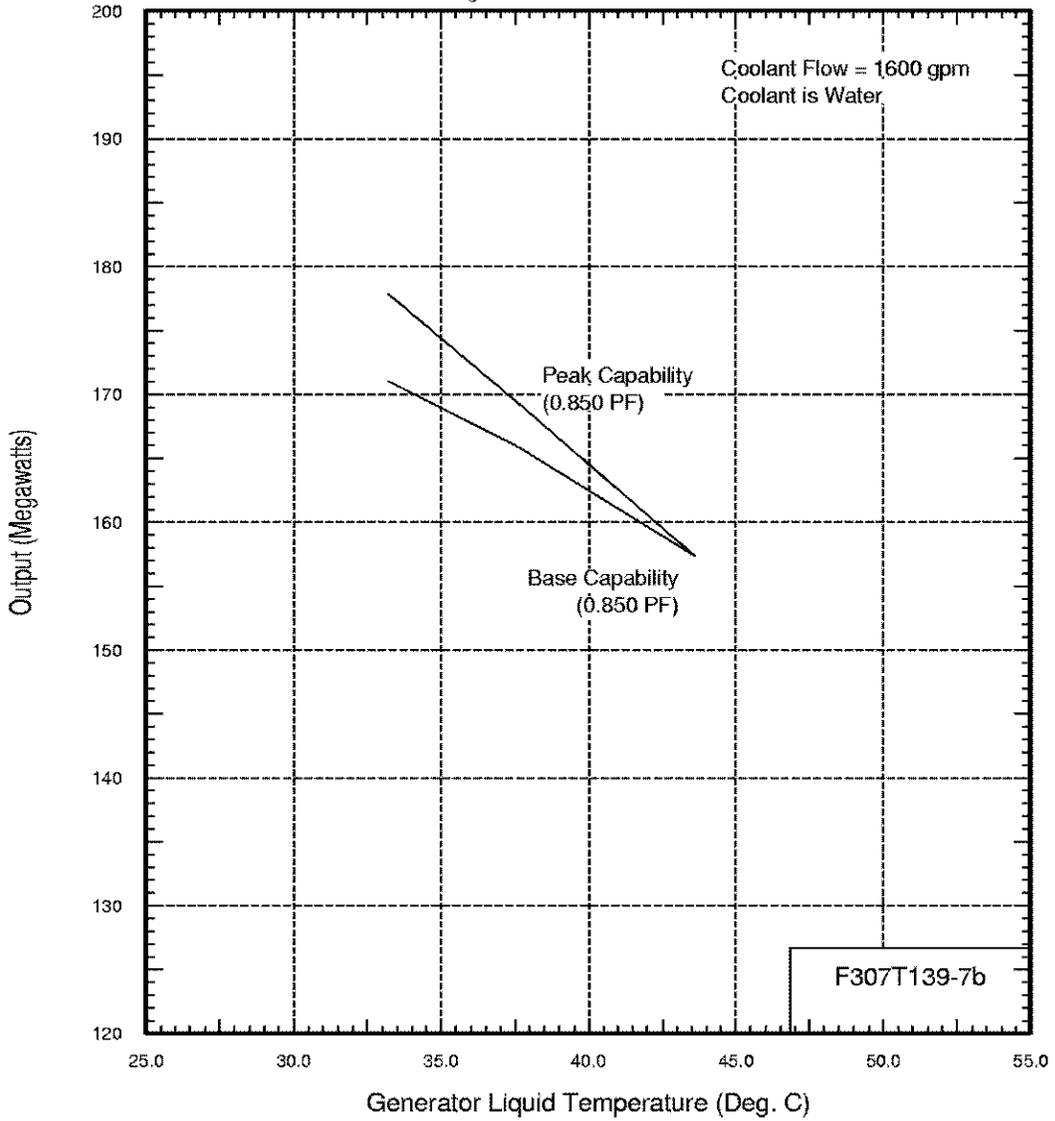


 GENERAL ELECTRIC COMPANY GE POWER GENERATION		SCHENECTADY, NY	SIZE A	CAGE CODE	DWG NO 387A4020
DRAWN CD4			SCALE		SHEET 12
ISSUED CD4					

SIZE A	DWG NO 387A4020	SH 13	REV A
------------------	--------------------	----------	----------

GENERATOR OUTPUT AS A FUNCTION OF LIQUID TEMPERATURE

2 Pole 3600 RPM 201200 kVA 18000 Volts 0.850 PF
0.570 SCR 30.00 PSIG H2 Pressure 300 Volts Excitation
40 Deg. C Cold Gas 600 Ft. Altitude



 GENERAL ELECTRIC COMPANY GE POWER GENERATION		SCHENECTADY, NY	SIZE A	CAGE CODE	DWG NO 387A4020
DRAWN CD4			SCALE		SHEET 13
ISSUED CD4					

Tab 22



GEK 32568Sf
Revisado, febrero de 2002

GE Power Systems **Turbina de Gas**

Recomendaciones sobre aceite lubricante para turbinas de gas con cojinetes a temperaturas superiores a 500 °F (260 °C)

Las presentes instrucciones no cubren todos los detalles o variaciones del equipo, como tampoco prevén todas las contingencias que pueden surgir durante la instalación, el funcionamiento y el mantenimiento. En caso de necesitarse más información o si surgen problemas particulares que no están suficientemente tratados para los fines del usuario, el tema debe consultarse a GE Company.

ÍNDICE

I.	GENERALIDADES.....	3
II.	PROPIEDADES FÍSICAS RECOMENDADAS	3
III.	SISTEMA DE LUBRICACIÓN	5
IV.	TEMPERATURAS DE FUNCIONAMIENTO	5
V.	CORROSIÓN — MATERIALES PREVENTIVOS	6
VI.	LIMPIEZA REQUERIDA EN LA INSTALACIÓN	7
VII.	RESPONSABILIDAD DEL OPERARIO	7
VIII.	RESPONSABILIDAD DEL PROVEEDOR DE ACEITE	7
IX.	MONITOREO	7
	A. Muestreo	7
X.	LÍMITES DE USO.....	10
XI.	COMENTARIOS	10
	A. Sistema de purificación del aceite	10
	B. Uso de aditivos.....	11
	C. Programas de diagnóstico	11
XII.	APÉNDICE A - MÉTODO DE PRUEBA.....	11
	A. Descripción de los métodos de prueba.....	11

I. GENERALIDADES

Estas instrucciones contienen información cuyo objetivo es servir de ayuda al comprador de una turbina de gas de General Electric y al proveedor de lubricante para seleccionar el grado y calidad adecuados del aceite lubricante para dicha turbina. Para conocer los lubricantes ignífugos de éster fosfático consulte el documento GEK 28136, "Recomendaciones sobre lubricantes con base de éster fosfático, ignífugo para turbinas de gas".

Únicamente se aplican tres recomendaciones a las turbinas de gas de alto rendimiento de General Electric. Para conocer recomendaciones sobre lubricación para otros equipos que no pertenezcan a General Electric, consulte las instrucciones facilitadas por el fabricante de esos equipos.

El funcionamiento satisfactorio de la turbina de gas y los equipos que acciona depende en gran medida del sistema de lubricación. Por ello es necesario que todos los factores que contribuyen a una correcta lubricación estén presentes y que el sistema completo se mantenga en buen estado.

La vida del equipo depende de un suministro continuo de lubricante de la calidad, cantidad, temperatura y presión adecuadas.

Por esta razón, la vida útil y calidad del lubricante es de importancia capital para el usuario. La experiencia demuestra que se requieren cierto grado de monitoreo y mantenimiento. Por ello, se realizan las siguientes recomendaciones.

II. PROPIEDADES FÍSICAS RECOMENDADAS

El aceite lubricante diseñado para esta aplicación es un aceite lubricante derivado del petróleo inhibidor de la oxidación y la corrosión o de hidrocarburo sintético con mayor estabilidad a la oxidación a altas temperaturas que los aceites lubricantes convencionales. La experiencia operativa ha demostrado que el antioxidante del tipo diterciario butil para cresol (DBPC) no es adecuado para este propósito. Los inhibidores deben ser del tipo no volátil.

En la Tabla 1 puede ver una lista de propiedades recomendadas para el aceite nuevo. Se incluye en la lista el método de prueba ASTM y el valor recomendado. El lector puede consultar estos métodos para conocer los detalles de las pruebas. El aceite es un aceite con grado de viscosidad ISO 32 (ISO VG 32). Las propiedades enumeradas son bastante normales en los aceites lubricantes para turbinas excepto los requisitos de las pruebas de oxidación. Tenga en cuenta que los valores de la Tabla 1 son únicamente valores recomendados. Un aceite que haya mostrado un rendimiento satisfactorio en campo puede utilizarse aún cuando no se satisfagan todos los valores establecidos en la Tabla 1.

Durante varios años se han llevado a cabo investigaciones para decidir las pruebas de laboratorio apropiadas que pudieran distinguir entre fluidos que ofrecen un servicio satisfactorio en una turbina y aquellos que no. Hasta la fecha no hay una completa correlación entre las pruebas de laboratorio y la experiencia de campo.

Existen tres métodos reconocidos por la ASTM para determinar los residuos de carbono. Son el D-524 "Residuo de carbono Ramsbottom de productos del petróleo", D-4530, "Determinación de residuos de carbono (Micro método)" y D-189 "Residuo de carbono Conradson de productos del petróleo". Aunque estos métodos son similares en cuanto al concepto, no proporcionan idénticos resultados. Cada método contiene un gráfico que puede utilizarse para convertir los resultados a fin de compararlos con los otros métodos. Aunque la Tabla 1 únicamente contiene criterios de aceptación para D-524, cualquiera de los otros dos métodos puede utilizarse siempre que los resultados obtenidos sean equivalentes al valor incluido en la tabla 1 para D-524.

En la Tabla 1 se incluyen dos pruebas de oxidación. Para este servicio debe cumplirse con el valor mínimo de la ASTM D-943 (características de oxidación de aceites inhibidos de turbinas de vapor). Además, deben cumplirse las pruebas de Estabilidad a la oxidación mediante bomba giratoria descritas a continuación.

Recomendaciones sobre aceite lubricante para turbinas de gas con cojinetes GEK 32568Sf a temperaturas superiores a 500 °F (260 °C)

La norma ASTM D-2272, “Método de prueba estándar de estabilidad a la oxidación de aceites para turbinas de vapor mediante bomba rotativa”, muestra en la actualidad la mejor correlación con la experiencia de campo, pero no es absoluta. Se ha encontrado que la volatilidad del inhibidor puede afectar significativamente a los resultados de esta prueba. Según lo expuesto anteriormente, es necesario que estos inhibidores sean no volátiles.

La prueba ASTM D-2272 debe llevarse a cabo de manera normal, con una segunda prueba sobre el aceite tratado para eliminar los elementos volátiles. Este tratamiento previo se realiza colocando el aceite a probar en un tubo de ensayo de 38 mm de diámetro interno x 300 mm de longitud. (El mismo tubo usado para la prueba de oxidación International Harvester BT-10.) Este tubo se sumerge en un baño que se mantiene a 250 °F (121 °C). Luego se bombea nitrógeno limpio y seco a través del aceite caliente durante 48 horas a una velocidad de 3 litros por hora. El aceite tratado se prueba siguiendo la norma ASTM D-2272.

El valor obtenido en la prueba del aceite tratado no deberá ser inferior en un 85% al obtenido para el aceite sin tratar.

Cuando se aplica un nuevo aceite lubricante se recomienda que se realicen las pruebas de laboratorio de comparación con un aceite conocido y satisfactorio.

Tabla 1. Propiedades recomendadas para aceites lubricantes de alta temperatura para turbinas de gas (para aceite nuevo)

Nº de método de prueba ASTM	Prueba	Valor recomendado
D-287	Gravedad (°API)	29-33.5
D-1500	Color	2.0 (máx.)
D-97	Punto de Fluidéz (°F/°C)	+10/-12 (máx..)
D-445	Viscosidad 40 °C (centistokes)	28.8-35.2
D-974	Nº de neutralización (mg KOH/g)	0.20 (máx.)
D-665	Prevención de corrosión - B	Aprobar
D-92	Punto de inflamación (COC) (°F/°C)	420/215 (mín.)
D-130	Corrosión del cobre	IB (máx..)
D-524 (o equivalente)	Residuo de carbono método Ramsbottom	0.10% (máx.) (o equivalente)
D-892	Espuma	50/0 (máx.) 50/0 (máx.) 50/0 (máx.)
D-943	Prueba de oxidación del aceite de turbinas (horas)	3.000 (mín.)
D-2272	Estabilidad a la oxidación mediante bomba giratoria (minutos)	500 (mín.)
D-2272	Estabilidad a la oxidación mediante bomba rotativa (modificada)	85% (mín.) de tiempo en prueba sin modificar
D-3427	Liberación de aire	5 (máx.)
D-2270	Índice de viscosidad (VI)	95 (mín.)

III. SISTEMA DE LUBRICACIÓN

El sistema de lubricación está diseñado para proporcionar un amplio suministro de aceite lubricante filtrado a la temperatura y presión adecuadas para el funcionamiento de la turbina y el equipo asociado.

Los dispositivos de protección se encuentran incorporados en aquellos sistemas en los que es necesario proteger el equipo frente a la escasez de suministro, baja presión o alta temperatura del aceite. Los dispositivos de protección hacen sonar una alarma y efectúan la parada de la unidad si se produce alguna de estas condiciones.

La disposición particular del sistema, los dispositivos protectores y la configuración del sistema se muestran en el esquema de tuberías de la turbina de gas específica. En el manual de servicio se puede encontrar más información sobre el sistema de lubricación, incluido el funcionamiento y mantenimiento, así como instrucciones relativas a las diversas piezas y equipos utilizados en el mismo.

IV. TEMPERATURAS DE FUNCIONAMIENTO

El aceite lubricante se expone a diversas temperaturas a medida que circula a través de la turbina de gas. Para una circulación fiable del aceite antes del arranque, la temperatura del mismo debe ser de 70 °F (21 °C) para obtener la viscosidad adecuada.

La temperatura normal del aceite de la admisión del cojinete es de 130 °F (54 °C). Sin embargo, debido a requisitos impuestos por el cliente, a las condiciones ambientales y/o a las temperaturas del refrigerante, las condiciones de funcionamiento pueden ser diferentes.

El equipo de refrigeración del sistema lubricante está diseñado para mantener los 130 °F (54 °C) nominales de temperatura del aceite de transmisión de cojinetes cuando exista disponible agua cruda para la refrigeración. Sin embargo, cuando se utilizan sistemas de radiadores, el tamaño es tal que para la temperatura ambiente máxima registrada en la instalación, la temperatura del cabezal del cojinete puede ser de 160 °F (71 °C). La temperatura mínima recomendada del aceite de admisión del cojinete es de 90°F (32 °C). Los cojinetes de turbinas de gas se diseñan para que funcionen satisfactoriamente a estas temperaturas del aceite de admisión. Con un sistema de radiadores, los 130 °F (54 °C) nominales del cabezal del cojinete se mantendrán durante una gran parte del período de funcionamiento. En casos especiales, pueden utilizarse otras temperaturas de diseño del cabezal, según lo dictaminen los dispositivos de carga.

Los aumentos de la temperatura de funcionamiento del cojinete se tratan en las secciones apropiadas del manual de servicio. Normalmente, el aumento de la temperatura del lubricante desde la admisión al drenaje se encuentra en el rango de 25 °F a 60 °F (14 °C a 33 °C) Si está presente un engranaje reductor, esta temperatura puede aumentar 60 °F (33 °C).

Algunas turbinas de gas disponen de cojinetes que se encuentran en un ambiente de alta temperatura. Este ambiente y el aire de sellado puede estar por encima de los 500 °F (260 °C). El alojamiento del cojinete está sellado con laberintos y pasajes de aire de forma que los espacios de drenaje del cojinete se encuentren a presión atmosférica, aproximadamente. Una parte del fluido lubricante se mezclará con una pequeña cantidad de aire caliente y lavará las superficies metálicas a una temperatura entre la del alojamiento del cojinete y la de drenaje del aceite.

La temperatura del lubricante en el depósito está entre 25 °F a 40 °F (14 °C a 22 °C) por encima del cabezal del cojinete. Así, la temperatura general será de 155 °F a 200 °F (68 °C a 93 °C) durante el funcionamiento.

V. CORROSIÓN — MATERIALES PREVENTIVOS

Los procedimientos de fabricación proporcionan protección frente a la corrosión limpiando y tratando todas las superficies metálicas que pudieran estar en contacto con el aceite en el sistema de lubricación.

Las paredes internas del depósito de aceite lubricante están procesadas en fábrica utilizando una pintura resistente al aceite.

Recomendaciones sobre aceite lubricante para turbinas de gas con cojinetes GEK 32568Sf a temperaturas superiores a 500 °F (260 °C)

Las superficies interiores de todos los tubos de aceite lubricante, cojinetes, dispositivos de control hidráulicos y otros aparatos cuyas superficies estarán en contacto con el aceite de la turbina se revisten de un aceite anticorrosión contra el vapor ambiente (VSI) que se utiliza como combinación de aceite de prueba y transporte.

Además se añaden 190 litros (50 galones) de este aceite en el depósito de reserva durante el transporte, cerrándose las aberturas del sistema. El aceite y sus vapores proporcionan protección contra la corrosión durante el transporte y la instalación.

Durante la instalación este aceite debe eliminarse y limpiarse manualmente el depósito. El aceite VSI restante debe eliminarse mediante un lavado de caudal.

VI. LIMPIEZA REQUERIDA EN LA INSTALACIÓN

El funcionamiento confiable de los controles y los cojinetes de la máquina depende de la limpieza del sistema de aceite lubricante. Durante la fabricación, se tiene un cuidado considerable al procesar, limpiar y lavar este sistema para mantener la limpieza. Es más, se incluyen filtros de flujo completo en el sistema para que filtren todo el fluido antes de su uso.

Para obtener ayuda en el lavado y limpieza, consulte la norma ASTM D 6439 "Standard Guide for Cleaning, Flushing, and Purification of Steam, Gas, and Hydroelectric Turbine Lubrication Systems". (Guía estándar para la limpieza, lavado y purificación de sistemas de lubricación de turbinas de vapor, gas e hidroeléctricas.) La mayoría de las turbinas de gas de General Electric son plantas de potencia compactas que requieren un mínimo de lavado y limpieza durante la instalación. Debe seguirse la norma ASTM.

Si la instalación es del tipo no cerrada, siendo necesaria la fabricación in-situ de tubos con intrincadas formas, entonces será necesario llevar a cabo un lavado y limpieza.

De la norma ASTM se extraen las prácticas mínimas para una planta de potencia cerrada, incluyendo lo siguiente:

1. A la llegada de los equipos al lugar de instalación, realice una inspección visual general para familiarizarse con el equipo, para observar cualquier tipo de daños en el transporte, y para determinar que los sistemas de lubricación y control no presentan contaminación. Tome las medidas correctoras necesarias a partir de estas observaciones. Es importante que los sistemas sujetos a contaminación o corrosión permanezcan sellados todo el tiempo que sea posible durante el período de instalación.
2. Las intercomunicaciones de las tuberías deben limpiarse en el momento de la instalación. Estas tuberías son de configuración simple para permitir una inspección visual y una limpieza a mano.
3. Durante la instalación debe eliminarse manualmente cualquier película temporal protectora contra la corrosión.
4. Debe llevarse a cabo un lavado de caudal. Instale y circule el lubricante de trabajo durante un período de 24 a 36 horas a temperatura de 130 °F a 150 °F (54 °C a 66 °C). Puede utilizarse la bomba auxiliar de aceite lubricante. Elimine y deseche este fluido del lavado.
5. Después de cumplir los requisitos anteriores, el depósito de reserva debe limpiarse manualmente. Las partes implicadas deben quedar satisfechas de que el lubricante de trabajo está limpio y sin agua y que cumple las recomendaciones del fabricante. El llenado real debe realizarse a través de un filtro adecuado, como precaución frente a la entrada accidental de objetos sólidos extraños.
6. Después del llenado, haga circular el lubricante a través del sistema para confirmar que se ha establecido un flujo satisfactorio. Además, inspeccione el sistema para detectar posibles pérdidas.

VII. RESPONSABILIDAD DEL OPERARIO

Después de instalar la unidad y antes del arranque inicial, el operador debe tomar todas las precauciones para garantizar que:

1. El sistema de lubricación se haya lavado y/o esté completamente limpio.
2. El suministro de aceite para la turbina sea el adecuado para el funcionamiento de la unidad.
3. El tipo de aceite esté de acuerdo con esta instrucción.

Durante el funcionamiento de la unidad, el operador debe establecer un procedimiento de inspección rutinario para asegurarse de que:

1. Los niveles de temperatura y presión del sistema de lubricación se encuentren dentro de los límites especificados en el manual de servicio y los esquemas de tuberías.
2. Se mantiene la pureza del aceite, comprobando la existencia de fugas de agua, drenando los depósitos y cumpliendo estrictamente las recomendaciones establecidas por el proveedor del aceite en cuanto a muestreo, purificación y rellenado del suministro de aceite o los inhibidores.

VIII. RESPONSABILIDAD DEL PROVEEDOR DE ACEITE

Se reconoce ampliamente que el fluido lubricante de las turbinas debe ser un derivado del petróleo o un hidrocarburo sintético sin agua, sedimentos, ácidos inorgánicos o cualquier otro material que, en el servicio especificado, sea peligroso para el aceite o los equipos. No debería existir tendencia hacia a emulsificación permanente o una rápida oxidación con la formación de lodos.

La responsabilidad de suministrar el aceite adecuado para el sistema lubricante cumpliendo estas instrucciones es del proveedor del aceite y del operador de la turbina. Se espera que el proveedor realice recomendaciones al operador de la turbina en referencia a la compatibilidad con el aceite VSI y el muestreo y pruebas funcionales. Es más, se espera que coopere con el fabricante y el operador facilitando la asistencia necesaria para garantizar un rendimiento satisfactorio del lubricante como por ejemplo mediante exámenes de muestras del aceite y recomendaciones para implementar acciones correctivas, si fuera necesario.

IX. MONITOREO

El estado del lubricante debe monitorearse para obtener un trabajo confiable de la turbina de gas. La norma ASTM D-4378, "In-Service Monitoring of Mineral Turbine Oils for Steam and Gas turbinas" (Monitoreo en servicio de aceites minerales para turbinas de vapor y gas) proporciona la directriz para seleccionar los calendarios de muestreo y pruebas. Este documento recomienda tomar muestras del aceite cada 24 horas de servicio y sugiere unos intervalos nominales que dependan de las horas de trabajo.

El calendario de muestreo y pruebas debe ajustarse de forma que se corresponda con la severidad del servicio y las condición del aceite. La norma ASTM D-4378 proporciona información que puede ser útil para realizar esta determinación.

A. Muestreo

Las técnicas de muestreo apropiadas son importantes cuando se toman muestras de lubricante. Una muestra, para ser representativa, debe obtenerse ya sea a partir de un *depósito agitado* o en una *tubería con flujo libre*. El método de muestreo preferible es:

Por inmersión en un depósito:

La muestra del fluido lubricante debe tomarse por inmersión en el depósito. El lubricante debe haber circulado completamente (con una o más bombas de aceite lubricante) antes de tomar la muestra.

Los métodos de muestreo secundarios son:

Muestras de una tubería:

La tubería debe contener fluido lubricante en flujo libre y no estancado. Por ejemplo, las tuberías del cabezal del cojinete, el filtro activo y el intercambiador de calor activo son de flujo libre, las tuberías que van al armario de indicadores están estancadas. En una máquina con filtro o intercambiadores de calor dobles, los filtros o el intercambiador de calor inactivo no disponen de fluido circulante y por ello no son adecuados como puntos de muestreo.

Cuando se use una línea de muestreo, asegúrese de que la línea se la lavado completamente antes de tomar una muestra. La cantidad adecuada de lavado dependerá de las dimensiones de la línea de muestreo, su longitud y diámetro.

Toma de un depósito de reserva:

Tal como se describió anteriormente el fluido lubricante debe estar completamente agitado en el depósito y la tubería de toma lavada antes de tomar la muestra.

Una muestra de fluido probablemente no será representativa si:

1. El fluido en el sistema está caliente mientras la muestra está fría.
2. El fluido en el sistema presenta un color o claridad a través de la ventanilla indicadora mientras que la muestra presenta un color o claridad diferentes.
3. La viscosidad del fluido del depósito es diferente a la de la muestra cuando ambas se encuentran a la misma temperatura.

Debe notificarse este punto en caso de que se solicite una muestra que no fuera representativa. En ese momento, deberán seguirse las instrucciones de muestreo, según las especifique el solicitante. Por ejemplo, podría tomarse una muestra de la parte superior o inferior del depósito para comprobar la contaminación. En tal caso el punto de muestreo debe marcarse en el recipiente de muestra.

Las muestras deben tomarse en un recipiente "adecuado". Para que el recipiente se considere "adecuado" deberá:

1. Estar limpio. Si tiene dudas acerca de la limpieza del recipiente, utilice otro. Si no es posible, lávelo a fondo con el fluido del que va a tomar una muestra.
2. Sea resistente al material del que se recoge la muestra. Por ejemplo, los fluidos con base de éster fosfato ignífugo y algunos carburantes disolverán ciertos plásticos. Esto incluye el revestimiento protector de los tapones de las botellas. Para verificar la resistencia del recipiente, si se lo permite el tiempo, deje que la muestra se asiente en el recipiente y observe sus efectos.
Las cintas de aluminio constituyen un resistente revestimiento interior para tapones.
3. Sea apropiado para la manipulación a la que será sometido. Los recipientes con tapones que presenten fugas y recipientes de cristal inadecuadamente protegidos no son adecuados para el transporte. Advierta que si el transporte se realiza por aire deben seguirse los requisitos de embalaje más estrictos.
4. Sea de tamaño suficiente. Un análisis químico exhaustivo, si ese es el objeto de la muestra, no puede llevarse a cabo sobre el contenido de un recipiente demasiado pequeño. Normalmente, medio litro (una pinta) de fluido será suficiente a menos que se solicite una cantidad mayor.

Los proveedores de lubricantes proporcionan recipientes que cumplen los requisitos arriba mencionados. Estos recipientes deberían utilizarse siempre que fuera posible. Si se toman muestras con frecuencia, debe mantenerse un suministro adecuado de recipientes.

Cada muestra debe marcarse adecuadamente. Las marcas deben incluir al menos la siguiente información:

Nombre del cliente

Planta

Ubicación

Número de serie de la turbina

Horas de encendido de la turbina

Fecha de toma de muestra

Tipo de fluido muestreado

Punto de toma de muestra

Las muestras del llenado inicial deben remitirse al proveedor del lubricante para someterlo a pruebas intensivas. La cantidad de pruebas de las otras muestras depende del servicio e intereses de las partes implicadas. Las pruebas e intervalos de muestreo suficientes son necesarios para establecer tendencias y evitar graves problemas operativos del lubricante. Compartir los resultados entre los usuarios, proveedores de aceites y la División de Turbinas de Gas de General Electric puede ser de utilidad.

Las pruebas que son indicativas de la conducción del fluido son:

1. *Viscosidad* — ASTM D-445, Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (and the Calculation of Dynamic Viscosity) (Viscosidad cinemática de líquidos transparentes y opacos (y cálculo de la viscosidad dinámica).
2. *Número ácido total* — ASTM D-974, Neutralization Number by Color Indicator Titration (Número de neutralización por titulación con indicadores de color).
3. *Vida de oxidación restante* — ASTM 2272, Oxidation Stability of Steam Turbine Oils by Rotating Bomb (RBOT) (Estabilidad a la oxidación de aceites para turbinas de vapor mediante bomba bomba (RBOT).

NOTA

Algunos proveedores de aceite disponen de pruebas alternativas para este propósito.

4. *Nivel del inhibidor de oxidación* — Los proveedores de aceites disponen de métodos para determinar el contenido de inhibidor de oxidación en los aceites en servicio.

Esta información puede ser importante por sí misma o en combinación con otros datos.

5. *Contenido de agua* — La presencia de agua en el fluido lubricante no es indicativa de descomposición. El agua, sin embargo facilita la descomposición del aceite lubricante al reaccionar con los aditivos de este último. Esta reacción puede provocar atascos en el filtro. Además la presencia de agua indica un problema con el sistema de la turbina, como por ejemplo un intercambiador de calor con fugas. La fuente de agua debe detectarse y corregirse.

X. LÍMITES DE USO

El proveedor de lubricantes habrá realizado recomendaciones acerca de los límites de uso. Sin embargo General Electric ofrece recomendaciones que se recogen en esta sección. El objeto de los límites de uso es tomar una acción antes de que aparezcan problemas funcionales en la turbina debido a las condiciones del aceite. La oxidación del aceite puede producir lodos, barnices y productos inflamables ligeros que ocasionen incendios y explosiones.

Los límites de uso recomendados se incluyen en la Tabla 2 y se explican a continuación.

Tabla 2. Límites de uso recomendados

Viscosidad a 40 °C (104 °F)	41 centistokes (máx.) 25 centistokes (mín.)
Número de acidez total	0.4 mg KOH/gm (máx.)
Prueba de oxidación con bomba rotativa (RBOT)	25% (mín) del valor para el aceite nuevo

Los límites de viscosidad anteriores están en consonancia con las directrices presentes en la ASTM D-4378. Una viscosidad elevada es probablemente el resultado de la oxidación del aceite. Una viscosidad baja es probablemente el resultado de la contaminación con combustible o agua.

El número de acidez total es una indicación de la condición del lubricante. Con la oxidación el número de acidez total aumenta. El aceite debe cambiarse antes de que se alcance el número de acidez total de 0.4 mg KOH/g.

La vida de oxidación restante del aceite puede medirse utilizando la norma ASTM D-2272, Oxidation Stability of Rotating Bomb (RBOT) (Estabilidad a la oxidación mediante bomba giratoria). Los valores RBOT y los límites varían con las diversas fórmulas de los aceites, sin embargo, con un RBOT del 25% del valor inicial del aceite, su vida útil ha finalizado.

Tal como se indicó anteriormente, el proveedor del aceite puede disponer de otras pruebas para determinar las condiciones del mismo. Estas pruebas y sus límites asociados deben incluirse en el programa de monitoreo del aceite.

Si alguna de estas mediciones se encontrara fuera de los límites, sería necesario cambiar el aceite lubricante. Los pasos a seguir para dicho cambio incluyen el drenaje del aceite antiguo, la limpieza manual de los depósitos, el llenado y el lavado de caudal (consulte la sección 6), el drenaje por flujo del aceite, la limpieza manual del depósito y el llenado con la nueva carga de aceite.

XI. COMENTARIOS

Como fabricante de la turbina, se ofrecen los siguientes comentarios.

A. Sistema de purificación del aceite

No se recomiendan sistemas externos de purificación del aceite. Debido a que la filtración de flujo total se incluye en el sistema de lubricación, es superfluo el empleo de un filtro de desviación para la eliminación de residuos.

Los sistemas de eliminación de agua no se instalan normalmente con turbinas de gas. La contaminación por agua se limita a la condensación y las pérdidas del refrigerante. Se recomienda que la presión del agua de refrigeración se encuentre por debajo de la presión del fluido lubricante para reducir al mínimo las posibilidades de fugas de agua hacia el sistema de lubricación.

Una turbina de gas es un excelente deshidratador. No se recomiendan las centrifugadoras debido a su potencial para eliminar los aditivos del aceite.

No se recomiendan filtros de arcilla para la limpieza de los aceites de turbinas inhibidos que cumplan estas instrucciones.

B. Uso de aditivos

El cliente no añadirá ningún aditivo al fluido excepto a petición de o con la aprobación del proveedor de dicho fluido. Esta prohibición se refiere particularmente al uso de "aditivos untuosos", "suavizadores de aceites", aceites conservantes y aceites de motor que se hayan utilizado anteriormente durante la instalación y el mantenimiento. Si se requiere la lubricación del cojinete para facilitar el cojinete del eje, debe utilizarse aceite del depósito de aceite lubricante.

C. Programas de diagnóstico

Como parte del muestreo y análisis del aceite, pueden utilizarse programas de diagnóstico, como por ejemplo el análisis de metales de desgaste, el programa de análisis espectrográfico de aceite (SOAP) u otros. General Electric no realiza ninguna recomendación con respecto al uso de estos programas. Existen, sin embargo, ciertas reservas. Estos programas son útiles únicamente para establecer tendencias, un valor puntual en el tiempo no tiene significado alguno. A diferencia de los motores de propulsión aeronáuticos y los motores con pistones, no existe ningún estudio que correlacione los resultados de estos programas con el rendimiento de una turbina de gas. Con el tipo de cojinetes utilizados en una turbina de gas, es más probable predecir el fallo de un cojinete mediante el análisis de la vibración mecánica.

XII. APÉNDICE A - MÉTODO DE PRUEBA

A. Descripción de los métodos de prueba

Para obtener información detallada con referencia a los diversos métodos de prueba, consulte los documentos originales publicados. Las siguientes descripciones contribuyen a explicar estas diversas pruebas y propiedades.

1. Viscosidad

La viscosidad de un fluido es su resistencia al flujo. La viscosidad normalmente se mide en stokes, siendo la unidad cm²/s. El centistoke (un centésimo de stoke) es la unidad que, por conveniencia, se utiliza con mayor frecuencia. La viscosidad en centistokes se llama también viscosidad cinética. La viscosidad absoluta o dinámica se expresa en poises (más comúnmente en centipoise). Es la viscosidad cinética en stokes (o centistokes) a una temperatura dada, multiplicada por la densidad del fluido a esa temperatura expresada en g/cm³.

La viscosidad en centistokes se determina según la norma ASTM D-445, "Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (Kinematic and Dynamic Viscosities)" (Viscosidad de líquidos transparentes y opacos (Viscosidades cinemática y dinámica)). La viscosidad se calcula a partir del tiempo requerido para que un volumen fijo de fluido a una cierta temperatura fluya a través de un instrumento capilar de cristal calibrado mediante flujo por gravedad. Las viscosidades en centistokes pueden convertirse a Saybolt y viceversa utilizando las tablas y fórmulas incluidas en la norma ASTM 2161 "Conversion of Kinematic Viscosity to Saybolt Universal Seconds" (Conversión de la viscosidad cinemática a segundos universales Saybolt).

3. Punto de fluidez El punto de fluidez es la temperatura más baja a la que se observa fluir el fluido. Se estima en incrementos de 5 °F y se determina como la temperatura a la cual el fluido, contenido en

un tubo con un diámetro interior de 30 a 33,5 mm, no fluirán en los 5 segundos siguientes al giro del tubo 90 grados desde la posición vertical a la horizontal.

El punto de fluidez se analiza sólo para información. A los efectos prácticos, para el diseño de sistemas de lubricación, el valor de la viscosidad a la cual el fluido se hace demasiado viscoso para su bombeo es más relevante. Para las turbinas de gas de General Electric la viscosidad debe ser inferior a 173 centistokes, de forma que se produzca una circulación adecuada del fluido antes del arranque.

3. Número de acidez total

El número de acidez total son los miligramos de hidróxido de potasio (KOH) necesarios para neutralizar los constituyentes ácidos de un gramo de muestra. Se determina mediante la norma ASTM D-974, Neutralization Number by Color Indicator Titration (Número de neutralización por titulación con indicadores de color). A veces el número de acidez total (TAN) se llama número de neutralización (NN), o número neutro, además de número de acidez (AN).

4. Punto de inflamación e ignición

Los puntos de inflamación e ignición se determinan mediante la norma ASTM D-92, "Flash and Fire Point by Cleveland Open Cup" (Puntos de inflamación e ignición mediante copa abierta Cleveland). El punto de inflamación es la temperatura a la que el fluido contenido en una copa de prueba y calentada a una velocidad constante se inflama pero no se enciende cuando se pase una llama sobre la copa.

El punto de ignición es la temperatura a la que el fluido contenido en una copa de prueba y calentada a una velocidad constante se encenderá durante al menos 5 segundos cuando se pase una llama sobre la copa.

Los puntos de inflamación e ignición son una indicación indirecta de la volatilidad del fluido y de la inflamabilidad de dichos elementos volátiles. Debido a que existen métodos más precisos para determinar estos valores, por ejemplo: destilación para determinar los volátiles, esta prueba se realiza como prueba de control de calidad.

5. Temperatura de ignición autógena

La temperatura de ignición autógena de un fluido es aquella a la cual se encenderá debido únicamente al calor, es decir sin utilizar ni una llama ni otra fuente de ignición. Se determina mediante la norma ASTM D-2155, "Autoignition Temperature of Liquid Petroleum Products" (Temperatura de autoignición de productos líquidos derivados del petróleo). Consiste en inyectar una pequeña cantidad de fluido en una probeta de 200 ml a temperatura elevada. Se anota la temperatura menor a la que se produce la llama en los cinco minutos siguientes a la inyección del fluido.

La temperatura de ignición autógena (AIT) se llama a veces temperatura de ignición espontánea (SIT). Esta prueba no indica necesariamente la temperatura de ignición en una situación "física".

6. Pruebas de oxidación

La prueba tradicional de oxidación para los aceites de turbinas es la norma ASTM D-943 "Oxidation Characteristics of Inhibited Steam-Turbine Oils" (Características de oxidación de aceites inhibidos de turbinas de vapor). En esta prueba, una muestra de aceite se coloca en un recipiente de agua junto con trozos de alambres de acero y cobre devanados formando un conjunto. El recipiente se mantiene a una temperatura de 95 °C (203 °F) y se hace pasar oxígeno a través de él. La prueba mide el tiempo en horas necesario para que la acidez alcance el valor de 2,0 miligramos de hidróxido de potasio por gramo de muestra.

La prueba se utiliza principalmente para determinar la vida del inhibidor de oxidación y no indica necesariamente la estabilidad del aceite base.

La prueba ASTM D-2272 "Oxidation Characteristics of Inhibited Steam-Turbine Oils" (Características de oxidación de aceites inhibidos de turbinas de vapor) es una prueba de absorción de oxígeno. El aceite de prueba, el agua y la bobina catalítica de cobre se colocan en un recipiente de cristal cubierto y a su vez se colocan en una bomba equipada con un manómetro. La bomba se carga con oxígeno a presión de 90 psi (620 kPa), sumergido en un baño de aceite a temperatura constante de 150 °C, y girando axialmente a 100 rpm a un ángulo de 30 grados de la horizontal. Se mide el tiempo para que el aceite de prueba reaccione con un volumen dado de oxígeno, indicándose el tiempo de finalización mediante una caída concreta de la presión. Esta prueba normalmente se utiliza para el control de calidad de una fórmula de aceite nueva en particular.

Trabajos recientes muestran que es una excelente prueba de monitoreo en servicio. Algunos estudios muestran que es, además un buen indicador del rendimiento.

7. Tendencia a espumar

El método ASTM especifica tres secuencias de bombear aire a través del aceite. El primero, realizado a 75 °F, el segundo se realiza con una nueva muestra de aceite a 200 °F y el tercero, el aceite de la segunda secuencia es el utilizado pero a 75 °F.

8. Prevención de la corrosión

Las características de prevención de la corrosión del lubricante se determinan mediante la ASTM D-665. Se agita una mezcla de 300 ml de lubricante y 30 ml de agua destilada (Procedimiento A) mientras se mantiene a una temperatura de 140 °F. Se sumerge en el aceite una barra de acero al carbono conforme a la especificación ASTM A108, grado 1018, durante un período de 24 horas y se examina la presencia de corrosión.

9. Liberación de aire

El método de prueba ASTM D-3427 describe el método para determinar las propiedades de liberación de aire de los aceites derivados del petróleo. Se insufla aire comprimido a través del aceite calentado a una temperatura específica. Se registra la duración del período necesario para que el aire insuflado en el aceite se reduzca al 0,2%, que se denomina período de liberación. La liberación del aire proporciona una medida del rendimiento del aceite en sistemas hidráulicos ya que el aire que penetra puede derivar en porosidad.

10. Índice de viscosidad (VI)

El índice de viscosidad (VI) es un número arbitrario utilizado para caracterizar la variación de la viscosidad cinemática con la temperatura. Un VI mayor indica una reducción menor de la viscosidad cinemática con el aumento de temperatura.



GE Power Systems

*General Electric Company
One River Road, Schenectady, NY 12345
518 • 385 • 2211 TX: 145354*



Especificaciones de gases combustibles para la combustión en turbinas de gas de gran potencia

Estas instrucciones no pretenden cubrir todos los detalles o variaciones en el equipo ni proporcionar datos sobre cualquier posible contingencia que pueda encontrarse en relación con la instalación, la utilización o el mantenimiento. Si desea obtener más información o si surgieran problemas concretos no cubiertos suficientemente para los objetivos del comprador, póngase en contacto con GE Company.

ÍNDICE

I.	INTRODUCCIÓN	4
II.	CLASIFICACIÓN DE GASES COMBUSTIBLES	8
	A. Gas natural, Gas natural licuado (LNG) y Gas de petróleo licuado (LPG).....	8
	B. Combustibles de gasificación	9
	C. Gases de procesamiento	10
III.	PROPIEDADES DE LOS COMBUSTIBLES	10
	A. Valores caloríficos	10
	B. Índice de Wobbe modificado (MWI).....	11
	C. Requisito de recalentamiento	11
	D. Punto de condensación de los hidrocarburos	13
	E. Punto de condensación de la humedad	13
	F. Relación de inflamabilidad	14
	G. Límites de constituyentes de gases	14
	H. Presión de suministro de combustibles gaseosos	14
IV.	CONTAMINANTES	15
	A. Partículas	15
	B. Líquidos.....	15
	C. Azufre.....	15
	D. Oligoelementos	17
V.	FUENTES DE CONTAMINANTES.....	17
	A. Partículas	17
	B. Líquidos.....	17
	C. Azufre.....	17
	D. Oligoelementos	17
	E. Aire	18
	F. Vapor.....	18
	G. Agua.....	18
	H. Combustible	19

APÉNDICE

Apéndice 1 Definiciones del apéndice	19
Apéndice 2 Limitaciones de tamaño de partículas.....	20
Apéndice 3 Relaciones de contaminantes equivalentes (todas las máquinas salvo clases FB y H)	21
Apéndice 4 Cálculos de requisitos de temperatura mínima de combustibles gaseosos.....	21
Apéndice 5 Documentos de especificaciones relacionados	22

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.	Clasificación de gases combustibles	4
Tabla 2a.	Especificaciones de combustibles gaseosos	5
Tabla 2b.	Niveles de contaminantes de combustibles gaseosos	6
Tabla 3.	Métodos de comprobación de combustibles gaseosos	8

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.	Requisitos de recalentamiento de hidrocarburos y humedad	13
Figura 2.	Punto de condensación de la humedad en función de la concentración y de la presión de gas para un combustible gaseoso natural típico.....	14

I. INTRODUCCIÓN

Las turbinas de gas de gran potencia de General Electric tienen la capacidad de quemar una amplia gama de combustibles gaseosos según se muestra en la Tabla 1. Las propiedades de estos gases pueden variar significativamente debido a las concentraciones relativas de los constituyentes reactantes e inertes. Para proteger la turbina de gas y para quemar dichos combustibles de una forma eficaz y sin problemas, en estas especificaciones se definen los rangos permitidos de propiedades físicas, constituyentes y contaminantes.

En la Tabla 2a se especifican los límites permitidos para las propiedades de los combustibles y los constituyentes y la Tabla 2b presenta las limitaciones aplicables a los contaminantes. Estas tablas proporcionan un filtro para los combustibles aceptables para todos los tamaños de estructuras y tipos de combustores. Los combustibles que están fuera de estos límites pueden ser aceptables para aplicaciones específicas; por ej., en la mayoría de los casos puede utilizarse un combustible con un elevado contenido de hidrógeno con combustores estándar. Para obtener una evaluación más detallada de estos combustibles, póngase en contacto con GE.

En la Tabla 3 se identifican los métodos de comprobación aceptables que han de utilizarse para determinar las propiedades de los combustibles gaseosos mostrados en las Tablas 2a y 2b.

TABLA 1		
CLASIFICACIÓN DE GASES COMBUSTIBLES		
COMBUSTIBLE	LHV Btu/scft	COMPONENTES PRINCIPALES
Gas natural y gas natural licuado	800-200	Metano
Gas de petróleo licuado	2300-3200	Propano, butano
Gases de gasificación - Soplados con aire	100-150	Monóxido de carbono, hidrógeno, nitrógeno, vapor de agua
- Soplados con oxígeno	200-400	Monóxido de carbono, hidrógeno, vapor de agua
Gases de procesamiento	300-1000	Metano, hidrógeno, monóxido de carbono, dióxido de carbono

TABLA 2a
ESPECIFICACIONES DE COMBUSTIBLES GASEOSOS (véanse notas 1 y 2)

PROPIEDADES DEL COMBUSTIBLE	MÁX	MÍN	NOTAS
Presión de combustible gaseoso	Varía con el tipo de unidad y de combustor	Varía con el tipo de unidad y de combustor	Véase nota 3
Temperatura de combustible gaseoso, °F	Véase nota 4	Varía con la presión del gas	Véase nota 4
Valor inferior de calentamiento, Btu/scft	Ninguno	100-300	Véase nota 5
Índice de Wobbe modificado (MWI)			Véase nota 6
- Límites absolutos	54	40	Véase nota 7
- Rango dentro de límites	+5%	-5%	Véase nota 8
Índice de inflamabilidad	Véase nota 9	2.2:1	Base de volumen de combustible/aire relación de combustible/aire rica/pobre. Véase nota 10
Límites de constituyentes, % mol			
Metano	100	85	% de especies reactantes
Etano	15	0	% de especies reactantes
Propano	15	0	% de especies reactantes
Butano + parafinas superiores (C4+)	5	0	% de especies reactantes
Hidrógeno	Rastree	0	% de especies reactantes
Monóxido de carbono	Rastree	0	% de especies reactantes
Oxígeno	Rastree	0	% de especies reactantes
Total inertes (N ₂ +CO ₂ +Ar)	15	0	% del total (reactantes + inertes).
Aromáticos (benceno, tolueno etc.)	Informe	0	Véase nota 11
Azufre	Informe	0	Véase nota 12

Tabla 2b. Niveles de contaminantes permitidos de combustibles gaseosos						
	Límite de entrada de la turbina, Xe ppbw		Límite de combustible equivalente, XFe, véanse las notas 13 ppmw			
	Modelo de máquina		Modelo de máquina			
	MS3000 MS5000 Clase B, E y F	CLASE FB, H	MS3000 MS5000 Clase B, E y F	Clase FB, H		
Oligoelementos			Flujo de entrada de la turbina/flujo de combustible (E/F)			Los límites de Pb, V, Ca, Mg para las máquinas de la clase FB y H son idénticos a los límites para otras máquinas.
			50	12	4	
Plomo (Pb)	20	20	1,00	0,240	0,080	
Vanadio (V)	10	10	0,5	0,120	0,040	
Calcio (Ca)	40	40	2,0	0,480	0,160	
Magnesio (Mg)	40	40	2,0	0,480	0,160	
Sodio + potasio, véase la nota 14						
(Na/K)=28 (Na/K)=3	20	3	1,00	0,24	0,080	Para los límites de metales alcalinos (Na y K), véase GEI 107230 ⁽¹⁾
(Na/K)=<l	10	3	0,50	0,12	0,040	
	6	3	0,30	0,072	0,024	
Partículas, véase la nota 15						
Total	600	400	30	7,2	2,4	Consulte a GE para obtener los límites de partículas
Más de 10 micrones	6	4	0,3	0,072	0,024	
Líquidos: No se permiten líquidos, el gas debe recalentarse. Véase la nota 16						

Notas sobre propiedades de combustibles y contaminantes:

1. Todas las propiedades de los combustibles deberán cumplir los requisitos desde la ignición hasta la carga base a menos que se indique lo contrario.
2. Los valores y límites se aplican en la entrada del módulo de control del combustible gaseoso, normalmente la conexión del comprador FG1.
3. Los requisitos de presión máxima y mínima de suministro de combustible gaseoso los proporciona GE como parte de la propuesta unitaria.
4. La temperatura mínima del gas combustible debe cumplir el recalentamiento requerido de acuerdo con lo descrito en la sección III-C. Se incluyen requisitos independientes para el recalentamiento de hidrocarburos y de humedad. La temperatura máxima permitida del combustible se define en GEK 4189⁽²⁾
5. Los rangos de valores caloríficos mostrados se proporcionan a título indicativo. Deberán proporcionarse análisis de los combustibles específicos a GE para un análisis adecuado (véase la sección III-A).

6. Véase la sección III-B para obtener la definición del Índice de Wobbe modificado (MWI).
7. Los límites superior e inferior para el MWI mostrados son los que pueden acomodarse dentro de los diseños de sistema de combustibles estándar de bajo NOx seco. Los combustibles fuera de este rango pueden requerir un esfuerzo de diseño y desarrollo adicional. El calentamiento del combustible puede limitarse en combustibles con un contenido elevado de inertes para permanecer por encima del límite mínimo del MWI.
8. Para algunas aplicaciones, pueden ser aceptables variaciones del MWI superiores a un $\pm 5\%$ (por ej. en unidades que incorporan calentamiento del combustible gaseoso). GE deberá analizar y aprobar todas las condiciones en las que se vaya a sobrepasar la variación del 5%.
9. No existe un límite máximo de relación de inflamabilidad definido. Los combustibles con una relación de inflamabilidad significativamente superior a la del gas natural pueden requerir la utilización de un combustible de arranque.
10. Los combustibles candidatos que no cumplan estos límites deberán remitirse a GE para una revisión adicional. Todos los combustibles serán revisados por GE individualmente (véase la sección III-G).
11. Cuando se utiliza calentamiento del combustible para mejorar la eficiencia térmica (por ej. $T_{gas} > 300$ °F) existe la posibilidad de formación de depósitos pegajosos si hay una cantidad excesiva de aromatizantes. Póngase en contacto con GE para obtener información adicional.
12. La cantidad de azufre en los combustibles gaseosos no está limitada por estas especificaciones. La experiencia ha demostrado que unos niveles de azufre en el combustible de hasta un 1% del volumen no afectan significativamente a los índices de oxidación/corrosión. La corrosión en caliente de los componentes de la trayectoria de gases calientes se controla mediante los límites especificados para los oligoelementos. Los niveles de azufre se considerarán cuando se cubran los temas de Corrosión de HRSG, Depósito de reducción catalítica selectiva (SCR), Emisiones de escape, Requisitos de materiales del sistema, Depósito de azufre elemental y Sulfuro de hierro (consulte la sección IV-D).
13. Los límites de contaminación identificados representan el límite total permitido en la entrada a la sección de la turbina. Estos límites se reducirán si existen contaminantes comparables en el aire de entrada del compresor y en la inyección de vapor/agua de combustión. Póngase en contacto con GE para obtener los límites para aplicaciones específicas.
14. El sodio y el potasio del agua salada son los únicos oligoelementos contaminantes corrosivos que se encuentran normalmente en los gases naturales. Na/K =28 es la relación nominal del agua marina. Otros oligoelementos contaminantes pueden encontrarse en los Gases de gasificación y de procesamiento. GE los revisará individualmente.
15. El sistema de suministro del gas combustible deberá diseñarse para evitar la generación o la admisión de partículas sólidas en el sistema de combustible gaseoso de la turbina de gas. Esto deberá incluir y no estará limitado al filtrado de partículas y tuberías no corrosivas (por ej., acero inoxidable) desde el filtrado de partículas hasta la entrada del equipo de la turbina de gas. Los sistemas de tuberías del gas combustible deberán limpiarse y mantenerse adecuadamente antes de la puesta en marcha de la turbina de gas (véase la sección IV-A).
16. El suministro del gas combustible deberá estar libre de líquidos al 100%. La admisión de líquidos puede tener como resultado daños en los componentes de combustión y/o en la trayectoria de gases calientes (véase la sección III-C).

TABLA 3
MÉTODOS DE COMPROBACIÓN PARA
COMBUSTIBLES GASEOSOS

PROPIEDAD	MÉTODO
Procedimiento de toma de muestras de gas	GPA 2166 ⁽³⁾
Composición del gas hasta C6+ (cromatografía gaseosa)	ASTM D 1945
Composición ampliada del gas hasta C14	GPA 2286 ⁽⁴⁾
Valor calorífico	ASTM D 3588
Gravedad específica	ASTM D 3588
Factor de compresión	ASTM D 3588
Punto de condensación (véase la nota 1 del método de comprobación)	ASTM D 1142
Azufre (véase la nota 2 del método de comprobación)	ASTM D 3246

Notas sobre el método de comprobación

1. Los puntos de condensación de los hidrocarburos y del agua se determinarán mediante la medición directa del punto de condensación (dispositivo de espejo enfriado). Si no puede medirse el punto de condensación, deberá realizarse un análisis en profundidad del gas que identifique los componentes desde C1 hasta C14. Este análisis deberá proporcionar una precisión superior a 10 ppmv. Un análisis gaseoso estándar hasta C6+ no es normalmente aceptable para el cálculo del punto de condensación a menos que se sepa que no existen hidrocarburos más pesados, como ocurre frecuentemente con los gases naturales licuados.
2. Este método de comprobación *no* detectará la presencia de vapor sulfuroso condensable. Para medir el azufre en concentraciones presentes en forma de vapor, se requiere un equipo de filtrado especializado. Póngase en contacto con GE para obtener más información.

II. CLASIFICACIÓN DE GASES COMBUSTIBLES

A. Gas natural, Gas natural licuado (LNG) y Gas de petróleo licuado (LPG)

Los gases naturales son predominantemente metano, con cantidades mucho más pequeñas de hidrocarburos ligeramente más pesados como pueden ser etano, propano y butano. El gas de petróleo licuado es propano y/o butano con restos de hidrocarburos más pesados.

1. Gas natural

Los gases naturales están normalmente dentro del rango de valor calorífico de 800 y 1200 Btu por pie cúbico estándar. Los valores caloríficos reales dependen de los porcentajes de hidrocarburos y gases inertes que contiene el gas. Los gases naturales se encuentran y se extraen de depósitos subterráneos. Estos "gases crudos" pueden contener grados variables de nitrógeno, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno y contienen contaminantes como agua salada, arena y suciedad. El procesamiento por parte del proveedor del gas normalmente reduce y/o elimina estos constituyentes y contaminantes antes de la distribución. Deberá llevarse a cabo un análisis del gas para asegurarse de que el suministro de combustible a la turbina de gas cumple los requisitos de estas especificaciones.

2. Gas natural licuado (LNG)

El gas natural licuado se produce secando, comprimiendo, refrigerando y expandiendo el gas natural a aproximadamente -260°F a 14,7 psia. El producto se transporta como un líquido y se proporciona como un gas tras presurizarlo y calentarlo a temperatura ambiente. La composición está libre de inertes y humedad y puede tratarse como un gas natural de alta calidad. El LNG puede recoger la humedad presente en el gasoducto pero éste no constituye una fuente de humedad en sí.

El punto de condensación de los hidrocarburos es normalmente inferior a -10°F a 500 psia pero, dependiendo de los pasos de procesamiento y del tamaño del depósito, el punto de condensación puede incrementarse si se extrae continuamente la evaporación entre los suministros. La refrigeración y la recompresión de la evaporación evitará este problema potencial. Deberá obtenerse el rango esperado de concentraciones de componentes del proveedor de gas para determinar el cambio potencial del punto de condensación.

3. Gases de petróleo licuados

Los valores caloríficos de los gases de petróleo licuados (LPG) normalmente están entre 2300 y 3200 Btu/ scft (LHV). De acuerdo con su elevado valor comercial, estos combustibles se utilizan normalmente como un combustible de repuesto del combustible gaseoso principal para las turbinas de gas. Como los LPG se almacenan en estado líquido, es de vital importancia que el proceso de vaporización y el sistema de suministro de gas mantenga el combustible a una temperatura por encima del valor de recalentamiento mínimo requerido. Para cumplir estos requisitos, son necesarios el calentamiento del combustible y el seguimiento del calor.

B. Combustibles de gasificación

Los combustibles de gasificación se producen mediante un proceso de gasificación de soplado de oxígeno o de soplado de aire y se forman utilizando carbón, coque de petróleo o líquidos pesados como materia prima. En general, los valores caloríficos de los combustibles de gasificación son sustancialmente inferiores a los de otros gases combustibles. El reducido valor calorífico de los combustibles de gasificación tiene como resultado que las áreas efectivas de las boquillas de combustible sean más grandes que las utilizadas para los combustibles naturales.

1. Gasificación de soplado de oxígeno

Los valores caloríficos de los gases producidos mediante gasificación de soplado de oxígeno están dentro del rango de 200 a 400 Btu/scft. El contenido de hidrógeno (H_2) de estos combustibles está normalmente por encima del 30% del volumen y presenta una relación de mol de H_2/CO de 0,5 a 0,8. Los combustibles de gasificación de soplado de oxígeno se mezclan a menudo con vapor para el control térmico de NO_x , la mejora de la eficiencia de ciclo y/o el aumento de la potencia. Cuando se utiliza, el vapor se inyecta en el combustor a través de un paso independiente. Debido a su elevado contenido de hidrógeno, los combustibles de gasificación de soplado de oxígeno no resultan normalmente adecuados para aplicaciones de bajo NO_x seco (DLN). Véase la Tabla 2a. Las altas velocidades de inflamación resultantes de los combustibles con alto contenido de hidrógeno pueden producir reinflamación o reignición de la zona principal en sistemas de combustión premezclada de DLN. La utilización de estos combustibles requiere la evaluación por parte de GE.

2. Gasificación de soplado de aire

Los gases producidos mediante gasificación por soplado de aire normalmente presentan valores caloríficos de entre 100 y 150 Btu/ scft. El contenido de H_2 de estos combustibles puede oscilar entre el 8 y el 20% del volumen y tienen una relación de mol de H_2/CO de 0,3 a 3:1. El uso y el tratamiento de estos combustibles es similar al presentado para la gasificación de soplado de oxígeno.

Los combustibles de gasificación proporcionan una fracción importante del índice de flujo masivo total de la turbina. Con los combustibles de soplado de oxígeno, la adición de un diluyente (normalmente nitrógeno) también ayuda al control de NO_x . Se necesita una perfecta integración de la turbina de gas con la planta de gasificación para asegurar la operatividad del sistema.

Debido al bajo valor calorífico volumétrico de los gases de soplado de oxígeno y aire, se requiere un sistema de combustible y boquillas de combustible especiales.

C. Gases de procesamiento

Muchos procesos químicos generan gases excedentes que pueden utilizarse como combustible para turbinas de gas (por ej. gases residuales o gases de refinería). Estos gases consisten a menudo en metano, hidrógeno, monóxido de carbono y dióxido de carbono, que son normalmente subproductos de procesos petroquímicos. El contenido de hidrógeno y monóxido de carbono de estos combustibles tiene como resultado un elevado límite de inflamabilidad de rica a pobre. Estos tipos de combustibles a menudo requieren la conversión en inertes y el purgado del sistema de combustible de la turbina de gas tras el apagado de la unidad o el cambio transferencia a un combustible más convencional. Cuando los combustibles gaseosos de procesamiento tienen unos límites de inflamabilidad extremos, de forma que el combustible presenta autoignición en condiciones de escape de la turbina, resulta necesario el uso de un combustible de arranque más “convencional”. Los gases de procesamiento adicionales que se utilizan como combustibles de turbinas de gas son subproductos de la producción de acero. Éstos son:

1. Gases de altos hornos

Los gases de altos hornos (BFG), por sí solos, presentan valores caloríficos por debajo de los límites mínimos permitidos. Estos gases deben mezclarse con otros combustibles, como pueden ser gas para hornos de coque, gas natural o hidrocarburos como el propano o el butano, para elevar el valor calorífico por encima del límite más bajo requerido.

2. Gases de hornos de coque

Los gases de hornos de coque tienen un alto contenido de hidrógeno y metano y pueden utilizarse como combustible para sistemas de combustión no DLN. Estos combustibles a menudo contienen grandes cantidades residuales de hidrocarburos pesados, lo que puede conducir a la formación de depósitos de carbono en las boquillas de combustible. Los hidrocarburos pesados deben “quitarse” o eliminarse del combustible antes de su suministro a la turbina de gas.

3. Gases COREX

Los gases COREX son similares a los combustibles gasificados mediante soplado de aire y pueden tratarse como tales. Normalmente tienen un contenido más bajo de H₂ y presentan valores caloríficos inferiores que los combustibles gasificados de soplado de oxígeno. Podrá encontrar más información relacionada con la combustión en las Circulares de la Oficina de minas (Bureau of Mines Circulars) estadounidense 503⁽⁵⁾ y 622⁽⁶⁾.

III. PROPIEDADES DE LOS COMBUSTIBLES

A. Valores caloríficos

El calor de combustión, el valor de calentamiento o el valor calorífico de un combustible es la cantidad de energía generada por la combustión completa de una masa unitaria de combustible. El sistema estadounidense de medición emplea unidades térmicas británicas (Btu) por libra o Btu por pie cúbico estándar cuando se expresan por volumen. El valor calorífico de un combustible gaseoso puede determinarse experimentalmente empleando un calorímetro en el cual se quema combustible en presencia de aire a presión constante. Los productos se dejan enfriar a la temperatura inicial y se realiza una medición de la energía liberada durante la combustión completa. Todos los combustibles que contienen hidrógeno liberan vapor de agua como producto de la combustión, que posteriormente se condensa en el calorímetro. La medición resultante del calor liberado es el valor calorífico superior (HHV), también conocido como valor calorífico bruto, e incluye el calor de la vaporización del agua. El valor calorífico inferior (LHV), también conocido como valor calorífico neto, se calcula restando el calor de vaporización del agua al HHV medido y asume que todos los productos de la combustión, incluido el agua, permanecen en la fase gaseosa. Tanto el HHV como el LHV pueden calcularse asimismo a partir del análisis de la composición del gas mediante el procedimiento descrito en ASTM D 3588. Para la mayoría de los combustibles gaseosos, un análisis de gas estándar hasta C6+ resulta adecuado para la determinación del valor calorífico pero también puede utilizarse un análisis ampliado hasta C14⁽¹⁴⁾ si se encuentra disponible.

Las turbinas de gas no funcionan con sistemas de escape con condensación y una práctica normal en el ramo de las turbinas de gas es utilizar el LHV a la hora de calcular la eficiencia térmica cíclica global.

B. Índice de Wobbe modificado (MWI)

Las turbinas de gas pueden funcionar con gases combustibles con una amplia gama de valores caloríficos, pero la cantidad de variación que el diseño de un sistema de combustible específico puede acomodar es limitada. Las boquillas de combustible están diseñadas para operar dentro de un rango fijo de relaciones de presión y los cambios en el valor calorífico se acomodan incrementando o reduciendo el área de la boquilla de combustible o la temperatura del gas. Una medida de la intercambiabilidad de combustibles gaseosos para un sistema de diseño dado es el MWI⁽⁷⁾. Este término se utiliza como una medida relativa de la energía inyectada al combustor con una relación de presión fija y se calcula utilizando el valor calorífico inferior del combustible, la gravedad específica con relación al aire y la temperatura del combustible. La definición matemática es la siguiente:

$$\text{Índice de Wobbe modificado} = \frac{LHV}{\sqrt{SG_{\text{gas}} \times T_{\text{gas}}}} \quad (1)$$

Esto es equivalente a:

$$\text{Índice de Wobbe modificado} = \frac{LHV}{\sqrt{\frac{MW_{\text{gas}}}{28.96} \times T_{\text{gas}}}} \quad (2)$$

Donde:

LHV = Valor calorífico inferior del combustible gaseoso
(Btu/scf) SG_{gas} = Gravedad específica del combustible gaseoso
con relación al aire
 MW_{gas} = Peso molecular del combustible gaseoso
 T_{gas} = Temperatura absoluta del combustible gaseoso (°Rankine)
28,96 = Peso molecular del aire seco

El rango de MWI permitido se establece para asegurar que se mantengan las relaciones de presión de las boquillas de combustible requeridas durante toda la combustión/modos de funcionamiento de la turbina. Cuando se suministren múltiples combustibles gaseosos y/o si las temperaturas variables del combustible tienen como resultado un MWI que sobrepasa el límite del 5%, pueden ser necesarios trenes de gas combustible independientes, que podrían incluir válvulas de control, distribuidores y boquillas de combustible, para los sistemas de combustión estándar. Para los sistemas DLN, puede ser necesario un método de control alternativo para garantizar que se cumplan las relaciones de presión de las boquillas de combustible. Deberá enviarse a GE un análisis preciso de todos los combustibles gaseosos, junto con los perfiles de temperatura/tiempo de los gases combustibles, para una evaluación precisa.

C. Requisito de recalentamiento

El requisito de recalentamiento es garantizar que el suministro de gas combustible a la turbina de gas esté libre de líquidos al 100%. El recalentamiento es la diferencia de temperatura entre la temperatura del gas y el punto de condensación correspondiente. Este requisito es independiente de la concentración de hidrocarburos y humedad.

Dependiendo de sus constituyentes, los líquidos arrastrados por el gas podrían causar la degradación de las boquillas de combustible gaseoso y, en las aplicaciones DLN, reinflamaciones de llamas premezcladas o reigniciones. Deberá evitarse la condensación de humedad para evitar la formación de hidratos gaseosos y la recogida de agua en los puntos bajos del sistema de combustible gaseoso.

El requisito de recalentamiento se especifica para proporcionar un margen suficiente para compensar la reducción de la temperatura a medida que el gas se expande a través de las válvulas de control de combustible gaseoso. Los requisitos son aplicables a todas las condiciones operativas y se aplican a todas las unidades, incluyendo aquellas instaladas con sistemas de combustión estándar o DLN. Las excepciones son las unidades que queman combustibles con bajas Btu derivados del carbón, cuyos requisitos han de determinarse individualmente. Los requisitos de recalentamiento tienen en cuenta la caída de la temperatura del gas y la relación entre las líneas de punto de condensación de la humedad y los hidrocarburos y la presión del combustible gaseoso. Debido a las diferencias entre las características de la línea de punto de condensación en la región de interés (menos de 700 psia), la posibilidad de condensación de la humedad a medida que el gas se expande es inferior a la de los hidrocarburos. Se ha aprovechado la ventaja de esta propiedad física para proporcionar a los usuarios dos requisitos independientes para minimizar el coste del recalentamiento. Además, los requisitos de recalentamiento dependen de la relación de expansión a través de las válvulas de control y, por consiguiente, se expresan en función de la presión del gas en la entrada al sistema de control del combustible gaseoso.

Para evitar la condensación de los hidrocarburos, el requisito de recalentamiento es:

$$T_{sh} = 2.33 \times \left(\frac{P_{gas}}{100} \right)^2 - 2.8 \times \left(\frac{P_{gas}}{100} \right) \quad (3)$$

donde:

T_{sh} es el requisito de recalentamiento del hidrocarburo en °F (temperatura incremental por encima del punto de condensación del hidrocarburo)

P_{gas} es la presión de suministro de combustible gaseoso en la entrada del sistema de control de la turbina de gas, psia

Para evitar la humedad y la formación de hidratos, el requisito de recalentamiento es:

$$T_{sm} = 5.15 \times \left(\frac{P_{gas}}{100} \right) - 7 \quad (4)$$

donde:

T_{sm} es el requisito de recalentamiento de la humedad en °F (temperatura incremental por encima del punto de condensación de la humedad)

En la Figura 1 se muestran gráficamente los requisitos de recalentamiento para la humedad y los hidrocarburos. Ambos deberán determinarse y añadirse a los puntos de condensación respectivos (humedad e hidrocarburo) en la presión de suministro de la turbina de gas. El mayor de estos valores (recalentamiento más punto de condensación) determinará la temperatura mínima del combustible gaseoso necesaria para cumplir los requisitos de recalentamiento. Véase el apéndice 4 para obtener un cálculo de muestra. En algunos casos, el punto de condensación de los hidrocarburos puede ser lo suficientemente bajo para que el requisito de cumplimiento del recalentamiento de la humedad domine y viceversa. En casos muy raros, el gas podrá suministrarse húmedo a temperaturas superiores a 75 °F. En dichos casos, la adición de recalentamiento puede tener como resultado una temperatura final del gas que sobrepase el máximo permitido para las condiciones de arranque. Estos límites están contenidos en GEK 4189⁽²⁾. Póngase en contacto con GE para una evaluación en profundidad si se suministra gas húmedo a una temperatura superior a 75 °F.

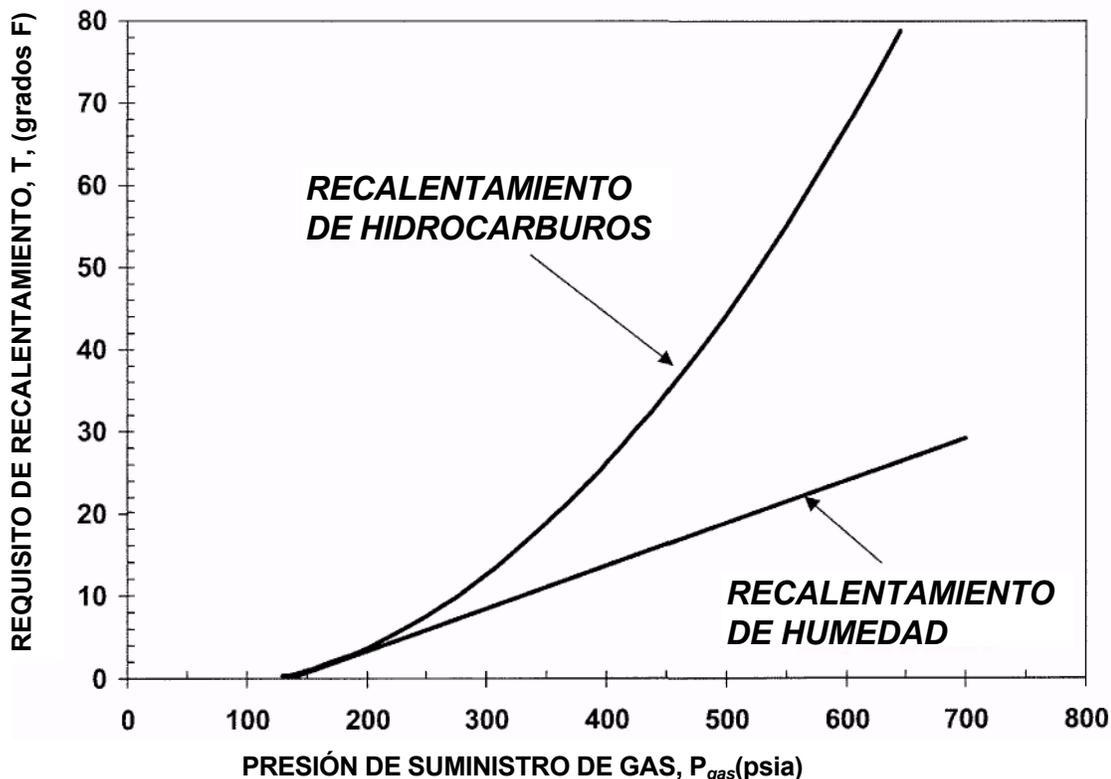


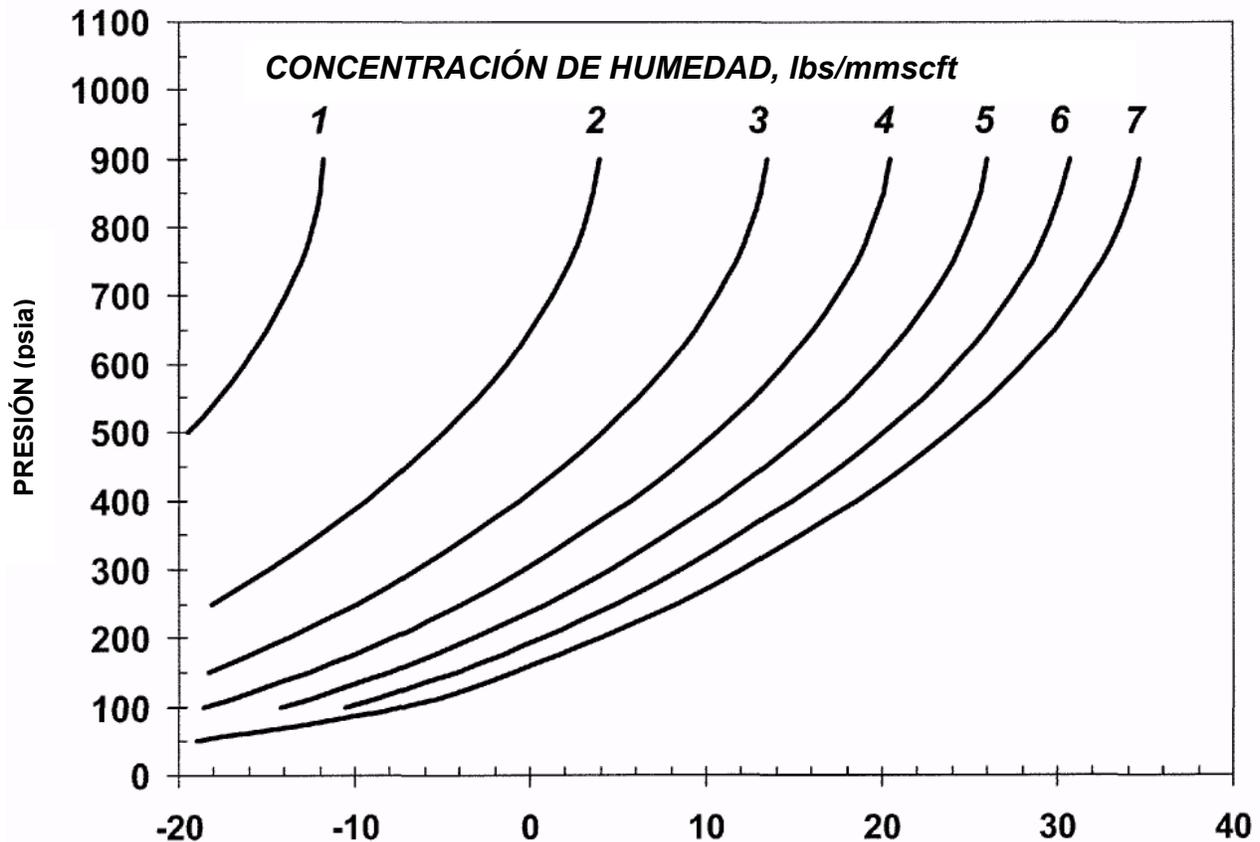
Figura 1. Requisitos de recalentamiento de hidrocarburos y humedad

D. Punto de condensación de los hidrocarburos

El punto de condensación de los hidrocarburos es la temperatura a la cual se forma la primera gota de hidrocarburo cuando se reduce la temperatura del gas a una presión dada y es análogo al punto de condensación de la humedad. El punto de condensación de los hidrocarburos es muy sensible a pequeñas concentraciones de hidrocarburos pesados (C6+) y la contaminación de la toma de muestras de gas puede constituir un problema. El uso de una sonda de muestras y el siguiente procedimiento de muestreo descrito en GPA 2166⁽³⁾, particularmente con relación al purgado del cilindro de muestreo, pueden evitar estos problemas. Por esta razón, el método recomendado para la determinación del punto de condensación de los hidrocarburos es a través de medición directa utilizando un instrumento de espejo frío (ASTM D 1142). Si no se pudiera llevar a cabo una medición directa, el punto de condensación podrá calcularse a partir del análisis de combustibles gaseosos ampliado de C14⁽⁴⁾. La utilización de un análisis de C6+ para la determinación del punto de condensación puede tener como resultado una infraestimación de 30 a 40 °F o más. Las excepciones son los combustibles que no contienen hidrocarburos pesados, como puede ser el gas natural licuado.

E. Punto de condensación de la humedad

El punto de condensación de la humedad de los combustibles gaseosos depende de la concentración de humedad y de la presión del combustible. Cuando se expresa en unidades de lbs/mmscft (libras por millón de pies cúbicos estándar), el punto de condensación resultante es prácticamente independiente de la composición del combustible gaseoso (distinta a la humedad). Normalmente, muchas normativas sobre gasoductos limitan el contenido máximo de humedad a 7 lbs/mmscft, aunque el valor real puede ser significativamente inferior. Sin embargo, éste es el valor máximo permitido que determina los requisitos de diseño para el recalentamiento. La Figura 2 proporciona una guía para determinar el punto de condensación de humedad esperado a partir de la concentración de humedad y la presión de combustible gaseoso de un gas natural típico. El punto de condensación real puede variar ligeramente cuando cambia la composición del gas.



TEMPERATURA (F) DE PUNTO DE CONDENSACIÓN DE LA HUMEDAD

Figura 2. Punto de condensación de la humedad en función de la concentración y de la presión de gas para un combustible gaseoso natural típico

F. Relación de inflamabilidad

Los gases combustibles que contienen hidrógeno y/o monóxido de carbono tienen unos límites de relación de inflamabilidad de rica a pobre significativamente superiores a los del gas natural. Normalmente, los gases con más de un 5% de hidrógeno por volumen están dentro de este rango y requieren un combustible de arranque independiente. GE evaluará el análisis del gas para determinar si es necesario o no un combustible de arranque. Los gases combustibles con grandes porcentajes de un gas inerte, como puede ser nitrógeno o dióxido de carbono, tendrán unos límites de relación de inflamabilidad de rica a pobre inferiores a los del gas natural. Las relaciones de inflamabilidad inferiores a 2,2:1 basadas en el volumen en las condiciones de ISO (14,696 psia y 59 °F) pueden experimentar problemas para mantener una combustión estable en la totalidad del rango operativo de la turbina.

G. Límites de constituyentes de gases

Los límites de constituyentes de gases se especifican para garantizar una combustión estable en todas las cargas y modos operativos de la turbina de gas. Deberá proporcionarse un análisis detallado del gas a GE para una evaluación adecuada. Véase la referencia ⁽³⁾ para obtener el procedimiento de muestreo recomendado y ASTM D1945 para un procedimiento de análisis de C6+.

H. Presión de suministro de combustibles gaseosos

Los requisitos de presión de suministro de combustibles gaseosos dependen del modelo de la turbina de gas, del diseño del sistema de combustión, del análisis del gas combustible y de las condiciones específicas de emplazamiento de la unidad. Como parte de la propuesta unitaria, GE proporcionará los requisitos de presión mínima y máxima de suministro de combustible gaseoso.

IV. CONTAMINANTES

Dependiendo del tipo del gas combustible, de la ubicación geográfica y de los medios de suministro, existe la posibilidad de que el suministro del gas “crudo” contenga uno o más de los siguientes contaminantes:

1. Alquitrán, negro de humo, coque
2. Agua, agua salada
3. Arena, arcilla
4. Óxido
5. Sulfuro de hierro
6. Aceite o líquido purificador
7. Aceite lubricante compresor
8. Naftalina
9. Hidratos gaseosos

Es de vital importancia que el gas combustible se acondicione adecuadamente antes de su utilización como combustible de la turbina de gas. Este acondicionamiento puede hacerse mediante una gran variedad de métodos. Éstos incluyen, pero no están limitados a: filtrado de medios, separación de elementos inertes, fusión y calentamiento del combustible. En la Tabla 2b se identifican los límites de contaminación de oligoelementos, partículas y líquidos. Es vital que el equipo de acondicionamiento del gas combustible esté diseñado y dimensionado para que no se superen estos límites. Para obtener más información sobre el acondicionamiento de combustibles gaseosos, véase la publicación GER 3942⁽⁸⁾.

A. Partículas

Los límites de contaminación de partículas se establecen para evitar la incrustación y la erosión excesiva de los componentes de la trayectoria del gas caliente así como el atasco de las boquillas del combustible de combustión y la erosión de las válvulas de control del sistema de combustible gaseoso. La utilización del filtrado del gas o de la separación de elementos inertes es vital para garantizar el cumplimiento de los requisitos de partículas establecidos en la Tabla 2b. GE recomienda el uso de tuberías de acero inoxidable por debajo de este último nivel de filtrado para evitar la generación de partículas derivadas de la corrosión.

B. Líquidos

Según se identifica en la Tabla 2b, se permite un nivel cero de líquidos en el suministro de gas combustible a la turbina de gas. La introducción de líquidos con combustible gaseoso puede tener como resultado perturbaciones y/o daños en el sistema. Estos incluyen incursiones en la temperatura de incendio y carga de la turbina de gas, reignición de la zona principal y reinflamación de llamas premezcladas. En condiciones graves, el arrastre de líquidos a la boquilla de la primera fase de la turbina puede tener como resultado daños en los componentes de la trayectoria de flujo descendente del gas caliente. Cuando se identifiquen líquidos en el suministro de combustible gaseoso, deberá emplearse separación de fases y calentamiento para lograr el nivel de recalentamiento requerido.

C. Azufre

Existen varios problemas relacionados con los niveles de azufre contenidos en el suministro de gas combustible. Muchos de ellos no están directamente relacionados con la turbina de gas sino con el equipo asociado y los requisitos de emisiones. Éstos problemas incluyen, pero no están limitados a:

1. Corrosión de la trayectoria de gas caliente

Normalmente, el uso de combustibles con contenido de azufre no estará limitado por los problemas de corrosión en la trayectoria de gas caliente de la turbina. La experiencia ha demostrado que unos niveles de azufre en el combustible de aproximadamente un 1% del volumen no afectan significativamente a los índices de oxidación/corrosión. El mantenimiento de los niveles de álcalis del combustible mostrados en la Tabla 2b controla la corrosión en caliente de los componentes de la trayectoria del gas caliente resultante de la formación de sulfatos alcalinos. A menos que los niveles de azufre sean extraordinariamente bajos, los niveles de álcalis constituyen normalmente una limitación para determinar la corrosión en caliente de los materiales de la trayectoria del gas caliente. Para los gases con bajo valor de Btu, el índice de flujo masivo de combustible en la entrada de la turbina se incrementa con relación al del gas natural y el límite de álcalis en el combustible, por consiguiente, se reduce.

2. Corrosión de HRSG

Si se utilizan equipos de recuperación de calor, habrá de conocerse la concentración de azufre del combustible gaseoso para la especificación del diseño del equipo apropiado. Si un generador de vapor de recuperación de calor (HRSG) presenta temperaturas del metal por debajo del punto de condensación del ácido, se producirá una corrosión grave como consecuencia del ácido sulfuroso condensado.

3. Depósito de reducción catalítica selectiva (SCR)

Las unidades que utilizan inyección de amoníaco por debajo de la turbina de gas para el control de NOx pueden experimentar la formación de depósitos que contienen sulfato y bisulfato de amoníaco en tubos de evaporadores y economizadores de baja temperatura. Dichos depósitos son bastante ácidos y, por tanto, corrosivos. Estos depósitos y la corrosión que pueden causar puede asimismo reducir las prestaciones del HRSG e incrementar la presión diferencial en la turbina de gas. Los índices de depósitos de sulfato y bisulfato de amoníaco se determina mediante el contenido de azufre del combustible, del contenido de amoníaco de los gases de escape, de la temperatura del tubo y del diseño de la caldera. Deberá informarse a GE sobre cualquier combustible con niveles de azufre por encima de los utilizados como odorantes para el gas natural. Adicionalmente, la presencia de cantidades minúsculas de cloruros en el aire de entrada del compresor podría tener como resultado agrietamientos de los aceros inoxidable de la serie ANSI 300 de la trayectoria de gas caliente.

4. Emisiones de escape

El azufre se convierte prácticamente en su totalidad en dióxido de sulfuro al quemarse pero entre un 5 y un 10% se oxida y se convierte en trióxido de sulfuro. Este último puede tener como resultado la formación de sulfato y en algunos lugares es considerado como partículas. El resto se descargará como dióxido de sulfuro. Para limitar la descarga de gas ácido, algunas administraciones pueden restringir la concentración permitida de azufre en el combustible.

5. Requisitos de materiales del sistema

Al considerar el uso de gases combustibles que contengan material H₂S (combustibles gaseosos ácidos), la selección de tuberías y componentes del sistema deberá cumplir con la norma NACE MR0175⁽⁹⁾.

6. Depósito de azufre elemental

Pueden producirse depósitos sólidos de azufre elemental en los sistemas de combustible gaseoso por debajo de las estaciones de reducción de la presión o de las válvulas de control del gas bajo determinadas circunstancias. Dichas circunstancias pueden estar presentes si el combustible gaseoso contiene vapor de azufre elemental, incluso cuando la concentración del vapor sólo tiene un peso de muy pocas partes por mil millones. Las concentraciones de esta magnitud no pueden medirse mediante instrumentación comercial y, por consiguiente, no puede preverse el depósito basándose en un análisis de gas estándar. Si el depósito tuviera lugar, será necesario calentar el combustible para mantener el azufre en la fase de vapor y evitar que se deposite. Para evitar el depósito, puede resultar necesaria una temperatura de 130 °F o superior en la entrada de las válvulas de control del gas, dependiendo de la concentración del vapor de azufre. La concentración del vapor de azufre puede medirse mediante equipos de filtrado especializados. Para obtener una mayor información sobre este tema, póngase en contacto con GE.

7. Sulfuro de hierro

La presencia de azufre en el gas puede impulsar la formación de sulfuros de hierro. En determinadas circunstancias, el sulfuro de hierro es un material pirofórico que puede autoinflamarse a la presión y temperatura atmosféricas cuando se expone al aire. Deberá tenerse precaución extrema cuando se preste servicio a equipos de limpieza de combustibles gaseosos para evitar la exposición accidental al oxígeno y la consiguiente combustión del material de filtrado.

D. Oligoelementos

El sodio es el único oligoelemento contaminante que se encuentra normalmente en el gas natural. La fuente de sodio en el gas natural es el agua salada. Los límites sobre oligoelementos se establecen para impedir la formación de depósitos corrosivos en los componentes de la trayectoria del gas caliente. Estos depósitos pueden ser perjudiciales para la vida operativa de los componentes de la turbina de gas.

Además del sodio, en los gases de gasificación y procesamiento pueden encontrarse asimismo oligoelementos contaminantes nocivos. GE determinará los límites de estos contaminantes individualmente.

V. FUENTES DE CONTAMINANTES

A. Partículas

La fuente principal de partículas son los productos de corrosión en el gasoducto. Estos productos se forman de forma continua durante toda la vida operativa del gasoducto a velocidades que están determinadas por los componentes corrosivos y el contenido de agua del gas. Por esta razón, la mayoría de los proveedores de gas controlan el contenido de humedad para evitar la condensación del gas y evitar que se forme ácido con CO_2 o H_2S .

B. Líquidos

El gas en el pozo se produce normalmente en un estado húmedo saturado y es tratado para eliminar el agua y los hidrocarburos líquidos pesados. El gas podrá suministrarse seco dependiendo del grado de tratamiento y de la presión de suministro. Tras la reducción de la presión, es posible que se formen condensados ya que el gas se enfría durante la expansión. Los condensados pueden ser agua o hidrocarburos o ambos. El arrastre de aceite lubricante desde las estaciones de compresión constituye otra fuente de líquidos.

C. Azufre

El azufre se combina normalmente con hidrógeno como H_2S o con carbono como COS . Se produce con el gas natural. Habitualmente, el proveedor de gas limita el H_2S a una concentración inferior a aproximadamente 20 ppmv mediante la eliminación del azufre a través de un sistema de tratamiento. El azufre puede estar asimismo presente en concentraciones muy bajas (< 100 ppbv) en la forma de vapor de azufre elemental.

D. Oligoelementos

La información sobre las distintas fuentes de contaminantes alcalinos del texto siguiente se aplican a las máquinas de las clases MS 3000, MS 5000, B, E y F. Las fuentes de contaminantes de las máquinas de las clases F y H se presentan en GEK 107230⁽¹⁾.

Las contribuciones al contenido de álcalis de los gases de combustión pueden proceder de cualquiera de los flujos de materiales suministrados al combustor: combustible, aire, agua o vapor. El parámetro básico que puede utilizarse para definir el contenido permitido de metales alcalinos admitidos a la turbina es X_t , que es el contenido combinado de sodio y potasio del gas de combustión en la entrada de la boquilla de la primera fase. Esta concentración no deberá rebasar los valores establecidos en la Tabla 2b. Al no existir un método de comprobación sencillo para medir el X_t en una turbina en funcionamiento, éste deberá calcularse a partir del contenido de metales alcalinos de los flujos de combustible, aire, agua y vapor.

$$T(X_t) = A(X_a) + F(X_f) + S(X_s) + W(X_w)$$

Donde T = flujo total a la turbina (= A + F + S + W):

X_t = concentración de contaminantes alcalinos en el flujo total como Na.

A = flujo de aire,

X_a = concentración de contaminante en el aire.

F = Flujo de combustible,

X_f = concentración de contaminante en el combustible.

S = Flujo de vapor,

X_s = concentración de contaminante en el vapor.

W = flujo de agua

X_w = concentración de contaminante en el agua.

A continuación se presentan los niveles permitidos de contaminación alcalina en los diferentes flujos que entran en la turbina de gas:

E. Aire

Existen cuatro fuentes de metales alcalinos contenidos en el aire de descarga del compresor: (a) Arrastre por parte del filtro de entrada de cloruro de sodio en el aire ambiental, (b) arrastre de sodio disuelto en agua utilizado para la refrigeración de evaporación, (c) arrastre de sodio disuelto en agua empleado para nebulización en la entrada y (c) arrastre de sodio del agua utilizada para el lavado de agua en línea.

Cuando se conozcan de modo preciso las concentraciones de oligoelementos en combustible, agua o vapor, podrá utilizarse un valor de 0,005 ppmw, GER 3419⁽¹⁰⁾, para sistemas con o sin refrigeradores de evaporación. Este valor, basado en la experiencia, contribuirá de modo significativo al nivel de contaminación global y tendrá un efecto mínimo sobre la vida operativa de los componentes.

En los sistemas con nebulizadores de entrada, el arrastre de agua es del 100% en comparación con el de aproximadamente un 0,003% de los refrigeradores de evaporación y el arrastre potencial de sodio es, por tanto, proporcionalmente superior. El índice máximo de flujo de agua de nebulización de entrada es de aproximadamente 1/3 del índice de flujo del gas natural y, dependiendo de la concentración de sodio, podría utilizar una parte significativa del total permitido en la entrada de la turbina. Consulte GEK 101944⁽¹¹⁾ para obtener información sobre los requisitos de pureza del agua. Si se contempla un posible exceso del valor de las especificaciones, deberá consultarse a General Electric para obtener recomendaciones sobre la selección de la fuente de agua y el uso de un equipo de filtrado de aire adecuado.

F. Vapor

El gas para la inyección de la turbina de gas se toma normalmente de un punto de extracción adecuado en la turbina de vapor o en el HRSG. Los requisitos de pureza de dicho vapor son los mismos que los aplicados a la turbina de vapor. Estos límites se definen en GEK 72281⁽¹²⁾.

G. Agua

El contenido máximo de metales alcalinos (sodio + potasio) del agua que se va a utilizar para la inyección se presenta en GEK 101944⁽¹¹⁾. El índice máximo de inyección de agua es aproximadamente igual al índice de inyección de combustible. Si el contenido de álcalis se aproxima al valor máximo permitido establecido en GEK 101944⁽¹¹⁾, se podrá utilizar la totalidad del margen permitido en la entrada de la turbina, no dejándose margen alguno para el combustible. Si se contempla un posible exceso del valor de las especificaciones, deberá consultarse a General Electric para obtener recomendaciones sobre la selección de la fuente de agua.

NOTA

La concentración de sodio en vapor y agua, en los niveles especificados, puede medirse directamente mediante la utilización de un analizador de sodio en línea o, en el laboratorio, con un medidor de iones o de pH con un electrodo “específico para sodio” acoplado o mediante un espectrómetro de absorción atómica que disponga de un hornillo de grafito.

H. Combustible

La última fuente de contaminación que ha de considerarse es el combustible. La mayoría de los casos de contaminación de metales alcalinos y corrosión de los componentes de la trayectoria del gas caliente están relacionados con la contaminación del combustible líquido. Es raro que el gas natural contenga oligoelementos pero los combustibles de gasificación pueden contener álcalis arrastrados desde el sistema de limpieza del gas. Los problemas y requisitos relacionados con los combustibles gaseosos se presentan por separado en las secciones anteriores.

APÉNDICE 1

DEFINICIONES

Punto de condensación

Es la temperatura a la cual se forma la primera gota de líquido cuando se reduce la temperatura del gas. Los líquidos que se encuentran normalmente en los combustibles gaseosos son hidrocarburos, agua y glicol. Cada uno de ellos tiene un punto de condensación independiente y medible. El punto de condensación varía considerablemente con la presión y han de establecerse tanto la temperatura como la presión para definir la propiedad del gas del modo adecuado. Normalmente, el punto de condensación de los hidrocarburos está en el rango de 300 a 600 psia.

Estado saturado seco

La temperatura del gas está en la temperatura del punto de condensación, ni por debajo ni por encima. No existen líquidos libres presentes.

Hidratos gaseosos

Los hidratos gaseosos son materiales semisólidos que pueden provocar depósitos que atascan las líneas de instrumentación, las válvulas de control y los filtros. Se forman cuando el agua libre se combina con uno o más hidrocarburos C1 a C4. Normalmente, la formación tiene lugar por debajo de una estación de reducción de la presión, donde la caída de la temperatura es suficiente para causar condensación de la humedad en una región de elevadas turbulencias. Como los hidratos pueden provocar problemas importantes en la red de distribución de gas, el contenido de humedad se controla habitualmente por encima de una estación de proceso de deshidratación.

Línea de formación de hidratos gaseosos

Es similar a la línea de punto de condensación. Si existe agua libre presente, existe la posibilidad de formación de hidratos. Los cálculos realizados mediante la utilización del software comercial Hysys⁽¹⁵⁾ muestran que la línea de formación de hidratos se encuentra a aproximadamente 10 °F por encima de la línea de condensación de la humedad. Si se mantiene el grado requerido de recalentamiento por encima del punto de condensación de la humedad, se eliminarán los problemas de formación de hidratos (véase la sección III-C Requisito de recalentamiento).

Glicol

El glicol no es un constituyente normal del gas natural sino que se introduce durante el proceso de deshidratación. Se emplean distintas formas de glicol, siendo las dos más habituales el dietileno y el trietileno.

En algunos casos, el glicol se inyecta en el gasoducto como conservante. En la mayoría de los casos, el glicol puede constituir únicamente un problema durante la puesta en servicio de un nuevo gasoducto o si se ha producido una alteración en una estación de deshidratación contra corriente.

Odorante

Los odorantes se inyectan en el gas natural y LP para detectar rápidamente las fugas. El odorante que se utiliza normalmente para el gas natural es el mercaptán butílico terciario mientras que para el gas LP se emplea mercaptán etílico.

Recalentamiento

Se define como la diferencia entre la temperatura del gas menos el punto de condensación del líquido. La diferencia siempre es positiva o cero. Un valor negativo implica que el valor se está midiendo en dos estados diferentes de presión y temperatura y, por tanto, no es válido. Una temperatura del gas medida por debajo del punto de condensación teórico significa que el gas se encuentra en un estado saturado húmedo con líquidos libres presentes.

Línea de saturación

Es la misma que la línea de punto de condensación.

Estado húmedo (saturado)

Una mezcla consistente tanto en vapor como en líquidos.

APÉNDICE 2

LIMITACIONES DE TAMAÑO DE PARTÍCULAS

El tamaño efectivo de las partículas a efectos de consideración de la erosión se determina mediante la velocidad de asentamiento terminal de una partícula. La distribución de tamaño y densidad de las partículas sólidas deberá ser tal que no más del 1 por ciento del peso de las partículas tenga una velocidad de asentamiento terminal en el aire (70 °F (21 °C) y 30 pulgadas Hg, absoluta) superior a 14 pulgadas por minuto, y no más del 0,1 por ciento tenga una velocidad de asentamiento terminal por encima de 23 pulgadas por minuto. Para una partícula esférica sólida, la Ley de Stoke sobre asentamiento permite calcular la velocidad de asentamiento terminal si se conocen el tamaño y la forma de la partícula así como la gravedad específica de la partícula. En la tabla siguiente se presentan los diámetros de las partículas esféricas equivalentes a las velocidades de asentamiento terminal de limitación para las partículas con una gravedad específica de 2,0 y 4.

Velocidad de asentamiento (pulgs/min)	Gravedad específica (basada en agua)	Diámetro de partícula esférica equivalente (micrones)
14	2	10
23	2	13
14	4	7
23	4	9

APÉNDICE 3

RELACIONES EQUIVALENTES DE CONTAMINANTES (TODAS LAS MÁQUINAS EXCEPTO LAS CLASES FB, H)

Es posible utilizar las siguientes relaciones para determinar el contaminante en la entrada de la turbina y las concentraciones equivalentes de contaminantes del combustible para compararlos con los límites proporcionados en la Tabla 2b. En general, para los balances masivos de los flujos y de los contaminantes de combustible, aire y vapor/agua en la entrada de la turbina:

$$E = F + A + S \quad (5)$$

$$(XE)E = (XF)F + (XA)A + (XS)S \quad (6)$$

donde:

A, F, S y E son respectivamente los flujos masivos de aire, combustible, vapor/agua inyectados y los gases de combustión en la entrada de la turbina

XA, XF, XS y XE son respectivamente las concentraciones de contaminante (ppm por peso) en el aire de entrada, en el combustible, en el vapor/agua inyectados y en los gases de combustión en la entrada de la turbina.

La concentración de contaminantes del combustible (Xfe) se halla dividiendo (5) y (6) entre F.

$$XFe = XE(1 + A / F + S / F) = XF + XA(A / F) + XS(S / F) \quad (7)$$

Por ejemplo, para un gas natural contaminado con sal con una concentración de sodio de 0,1 ppm, una contaminación de sodio en el aire de 5 ppb y una contaminación del vapor de 5 ppb, el sodio equivalente en el combustible para $A/F = 50$ y $S/F = 1$ se halla mediante la ecuación (7)

$$XFe = 0,1 + 0,005(50) + 0,005(1) = 0,355 \text{ ppm} \quad (8)$$

Ésta es la cantidad de sodio considerada como procedente de una fuente de combustible únicamente, que da la misma concentración de sodio en la entrada de la turbina que las tres fuentes combinadas.

La concentración en la entrada de la turbina, XE, se halla despejando (7)

$$XE = XFe / (1 + A / F + S / F) = 0,355 / (1 + 50 + 1) = 0,006827 \text{ ppm} = 6,827 \text{ ppb} \quad (9)$$

Estos valores se encuentran perfectamente dentro de los valores de especificaciones de sodio de 1 ppm para el combustible (XFe) y de 20 ppb para la concentración en la entrada de la turbina (XE). Los valores de XE y XFe para todos los contaminantes se proporcionan en la Tabla 2B.

Para las relaciones de contaminantes equivalentes para las máquinas de las clases FB y H, consulte GEK 107230⁽¹⁾.

APÉNDICE 4

CÁLCULOS DE REQUISITOS DE TEMPERATURA MÍNIMA DE COMBUSTIBLES GASEOSOS

Deberá determinarse en primer lugar la presión del combustible gaseoso en la conexión FG1 del comprador. A continuación podrá calcularse el recalentamiento de hidrocarburos y humedad mediante las ecuaciones mostradas en la Figura 1. Por ejemplo, con una presión del combustible gaseoso de 490 psia, los requisitos recalentamiento de humedad e hidrocarburos serán de 18 y 42 °F respectivamente.

Para un gas típico de gasoducto, el contenido máximo permitido de humedad es de 7 lbs/mmscft. A 490 psia, el punto de condensación de la humedad puede determinarse mediante la Figura 2 y es igual a 23 °F. La temperatura mínima del gas para evitar la condensación de humedad es igual al punto de condensación de la humedad más el recalentamiento requerido, o $23^\circ + 18^\circ = 41^\circ \text{F}$.

En cuanto a los hidrocarburos, deberá determinarse al punto de condensación máximo esperado para los hidrocarburos mediante consulta al proveedor del gas con una revisión de los datos históricos, si se dispone de ellos. El punto de condensación de los hidrocarburos dependerá de la fuente del gas y del grado de procesamiento del mismo y puede variar temporalmente dependiendo de la demanda global de gas y de la economía asociada con la eliminación de líquidos y la recuperación. Para un combustible con un punto de condensación máximo de hidrocarburos de, por ejemplo, 35 °F a 490 psia, la temperatura mínima del combustible gaseoso será de $42^\circ + 35^\circ = 77^\circ$ F. Como la temperatura de este ejemplo es superior al mínimo requerido para evitar la condensación de la humedad, esto establece la temperatura mínima del gas para evitar la condensación tanto de hidrocarburos como de humedad. En los casos en los que el punto de condensación de los hidrocarburos sea inferior a aproximadamente 8 °F, la temperatura mínima del gas se determinará mediante el requisito de la humedad, asumiendo que es aplicable un contenido de humedad de 7 lbs/mmscft.

APÉNDICE 5

DOCUMENTOS DE ESPECIFICACIONES RELACIONADOS

- GER 3419⁽¹⁰⁾ - Incluye especificaciones para la calidad del aire de entrada del compresor
- GEK 4189⁽²⁾ - Incluye límites de temperatura de combustibles gaseosos calentados
- GER 72281⁽¹²⁾ - Incluye requisitos de pureza del vapor en turbinas de vapor
- GER 101944⁽¹¹⁾ - Incluye requisitos de pureza de agua y vapor en turbinas de gas
- GEK 106669⁽¹³⁾ - Incluye requisitos de pureza del vapor de refrigeración para turbinas de gas de la clase H
- GEK 107230⁽¹⁾ - Incluye concentraciones permitidas de metales alcalinos para combustibles gaseosos de las clases FB y H

REFERENCIAS

1. GEK 107230 Specification for Alkali Metal Contamination in Fuels for the FB and H Model Gas Turbines (Especificaciones para contaminación de metales alcalinos en combustibles para turbinas de gas de los modelos FB y H)
2. GEK 4189 Design Considerations for Heated Gas Fuel (Consideraciones de diseño para combustibles gaseosos calentados)
3. Obtaining Natural Gas Samples for Analysis by Gas Chromatography (Obtención de muestras de gas natural para análisis mediante cromatografía de gas), norma GPA 2166, Gas Producers Association, 6526 East 60th Street, Tulsa, Oklahoma
4. Tentative Method of Extended Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Temperature Programmed Gas Chromatography (Método provisional de análisis ampliado para gas natural y mezclas gaseosas similares mediante cromatografía de temperatura programada), norma GPA 2286, Gas Producers Association, 6526 East 60th Street, Tulsa, Oklahoma 74145
5. Boletín 503 de Bureau of Mines (Oficina de minas), Flammability Characteristics of Combustible Gases and Vapors (Características de inflamabilidad de gases y vapores combustibles), 1950
6. Boletín 622 de Bureau of Mines (Oficina de minas), Flammability Characteristics of Combustible Gases and Vapors (Características de inflamabilidad de gases y vapores combustibles), 1965
7. Natural Gas (Gas natural), E. N. Tiratsoo, Scientific Press Ltd., Beaconsfield, Inglaterra, 1972
8. GER 3942 Gas Fuel Clean-up System Design Considerations for GE Heavy-Duty Gas Turbines (Consideraciones de diseño de sistemas de limpieza de combustibles gaseosos para las turbinas de gas de gran potencia de GE)

9. MR0175, norma NACE, Sulfide Stress Cracking Resistant Metallic Material for Oilfield Equipment (Material metálico resistente a agrietaduras por tensiones de sulfuros para equipos petrolíferos)
10. GER 3419 Gas Turbine Inlet Air Treatment (Tratamiento de aire en la entrada de la turbina de gas)
11. GEK 101944 Requirements for Water/Steam Purity in Gas Turbines (Requisitos de pureza de agua/vapor en turbinas de gas)
12. GEK 72281 Steam Purity Recommendations for Utility Steam Turbines (Recomendaciones de pureza de vapor para turbinas de vapor de utilidades)
13. GEK 106669 Specification for Cooling Steam Purity for Closed Circuit Steam Cooled Gas Turbine (Especificaciones de pureza de vapor de refrigeración para turbina de gas refrigerado por vapor de circuito cerrado)
14. Manual de ASME "Water Technology for Thermal Power Systems" (Tecnología de agua para sistemas de energía térmica), capítulo 12.
15. Hysys, un programa de simulación de procesamiento de gas. Hyprotech Corporate Headquarters, Suite 800,707 - 8th Avenue SW, Calgary, Alberta T2P 1H5, Canadá, teléfono: 403 520 6000



GE Power Systems

General Electric Company
One River Road, Schenectady, NY 12345
518 • 385 • 2211 TX: 145354



GEI 41004SPh
Septiembre de 1993
Reformateado, Septiembre de 2001

GE Power Systems
Turbina a gas

Recomendaciones sobre Agua de Enfriamiento

para Sistemas Cerrados de Enfriamiento para Turbinas a Gas de Combustión

Estas instrucciones no pretenden cubrir todos los detalles o variaciones de los equipos ni prever cada posible contingencia que se pueda encontrar en relación con la instalación, operación o mantenimiento. Si se desea más información o si surgen problemas particulares que no se han tratado a cabalidad a los efectos del comprador, el asunto se debe remitir a la Compañía GE.

I. INFORMACION GENERAL

Cuando los sistemas cerrados de enfriamiento reciben un tratamiento adecuado, deben funcionar sin problemas y en forma segura mientras dure la turbina a gas. Un sistema cerrado se llama así porque el refrigerante está contenido completamente dentro del sistema y no entra en contacto con la atmósfera exterior.

Los sistemas cerrados tienen una tolerancia muy baja a la corrosión y el objetivo del programa de tratamiento es detenerla lo más completamente posible. Los metales que se hallan en los sistemas cerrados de enfriamiento de las Turbinas a Gas GE son acero dulce, cobre, aleaciones de cobre, y acero inoxidable. No hay aluminio presente.

Es posible tratar en forma económica el sistema cerrado de enfriamiento con dosis relativamente altas de productos químicos. El tratamiento típico para un sistema cerrado incluye inhibidores de corrosión para los diversos metales en el sistema y un agente amortiguador para controlar el pH. Si la turbina a gas ha de exponerse a bajas temperaturas de congelación, deberá añadirse al sistema un anticongelante compatible.

II. AGUA

Debido a la extensa variación en las propiedades del agua corriente del grifo en todo el país y debido a la cantidad relativamente pequeña de refrigerante que requiere las turbinas a gas, no se recomienda el uso de agua corriente en los sistemas de enfriamiento de las turbinas a gas. En su lugar, debe usarse agua "pura" para preparar la solución refrigerante. Las aguas clasificadas como "puras" son el agua destilada, el condensado de vapor de agua y el agua desionizada.

III. ANTICONGELANTE

Las turbinas a gas instaladas en climas fríos que tienen un sistema cerrado de agua de enfriamiento requieren el empleo de un anticongelante de etilenglicol o de propilenglicol durante los meses invernales.

La mayoría de los anticongelantes comerciales contienen inhibidores de corrosión. Se recomienda con insistencia el uso de un producto anticongelante comercial que contenga inhibidores apropiados, en lugar de productos que no contengan inhibidores. El inhibidor en un tipo de refrigerante (anticongelante o agua) puede no ser compatible con otro tipo de refrigerante y puede formar depósitos, así como destruir la efectividad de un inhibidor. Cuando se cambia de refrigerantes (como sería cambiar de un tipo de anticongelante o de inhibidor de corrosión a otro) el sistema de enfriamiento debe drenarse y limpiarse a fondo con agua a presión para proteger al refrigerante contra la contaminación por soluciones incompatibles. Debe consultarse con el proveedor de anticongelante a fin de recibir recomendaciones específicas acerca del período de tiempo entre cambios, la necesidad de aditivos inhibidores de corrosión, los peligros que representa la adición de un anticongelante a otro refrigerante existente; además de cualquier otra precaución que aquél pueda sugerir.

PRECAUCION

Si la concentración de anticongelante es demasiado baja o demasiado alta, se corre el riesgo de congelación durante el invierno que podría dañar el equipo del sistema de enfriamiento. Si la concentración del anticongelante es demasiado alta, reducirá la capacidad de enfriamiento del sistema en los días muy calurosos del verano, lo que traerá como consecuencia el sobrecalentamiento del fluido del sistema de lubricación y posiblemente el disparo de la turbina a causa de la alta temperatura del aceite lubricante. Por tanto, es importante mantener la concentración del anticongelante de glicol exactamente al valor recomendado, conforme a la temperatura mínima que se espera en el invierno en el lugar donde esté instalada la turbina a gas de que se trate. La tabla que sigue ofrece las concentraciones de glicol que se requieren, dependiendo de la temperatura mínima que se espera en el invierno.

IV. ADICION DE ANTECONGELANTE Y AGUA

Para el llenado inicial del sistema, el agua y el anticongelante concentrado no deben añadirse por separado, directamente al sistema. La razón para ello es que no se conoce la cantidad exacta de solución que se requiere para llenar el sistema y, si se agrega demasiada agua antes del anticongelante, entonces resultaría difícil ajustar la concentración deseada de anticongelante dentro del sistema. Se recomienda mezclar el agua y el anticongelante en un recipiente externo (por ejemplo un barril) en la proporción correcta, antes de añadir la solución resultante al sistema. Deben prepararse cantidades adicionales de solución y agregarlas hasta que el sistema se llene. Al medir la cantidad total de solución añadida se obtiene una determinación precisa del volumen del sistema. El conocimiento del volumen total exacto simplifica la adición de productos químicos de tratamiento como se explica más adelante.

CONCENTRACION DE SOLUCION ANTICONGELANTE

Temperatura ambiente más baja prevista (°F)			Vol. % Glicol (Nota General -1)	
Sin margen (Nota General -2)	Margen de 5 °F (Nota General -3)	Proposición de GE (Nota General -4)	Etileno (Nota de Diseño -4)	Propileno (Notas de Diseño -1 y 2)
32	37	32	0	0
26	31	28	10	10
23	28	25		15
21	26	25	15	
19	24	22		20
16	21	20	20	
15	20	17		25
11	16	14	25	
9	14	10		30
4	9	7	30	
2	7	5		35
-3	2	0	35	
-6	-1	-4		40
-12	-7	-8	40	
-16	-11	-15		45
-22	-17	-20	45	
-28	-23	-27		50
-34	-29	-30	50	52
-42	-37	-36		55
-48	-43	-43	55	No se recomienda
-59	-54	-54	60	No se recomienda

Para información específica sobre las Notas Generales y las Notas de Diseño, remítase a la revisión corriente del Plano GE #370 A 2260.

Después que el sistema ha estado en servicio durante un período de tiempo, inevitablemente se perderá refrigerante y será necesario reponerlo. Una vez más, la solución de anticongelante y de agua debe mezclarse externamente y añadirse en forma intermitente.

V. CAMBIO DEL ANTICONGELANTE Y/O DE LOS PRODUCTOS INHIBIDORES

Si se cambia el tipo de anticongelante o de inhibidor que se usa, deben tenerse en cuenta los aspectos siguientes:

1. El sistema debe rociarse con agua a presión y posiblemente incluso limpiarlo antes de añadir el nuevo refrigerante. Siga las recomendaciones del proveedor del inhibidor.
2. Siga las recomendaciones de los proveedores del anticongelante y del inhibidor a fin de mantener la química del sistema. El pH debe supervisarse y mantenerse con un agente que sea compatible con el anticongelante y con el inhibidor. Algunos inhibidores contienen una sustancia colorante indicadora de pH que cambia de color si el pH no es el adecuado. Estas sustancias colorantes pueden verse afectadas por el anticongelante que se use, de manera que se oculta el cambio de color.
3. No agregue un inhibidor a un sistema que contenga un anticongelante comercial que posea su propio producto inhibidor, sin asegurarse que los dos sean compatibles. Específicamente, algunos inhibidores no son compatibles con los productos inhibidores usados en anticongelantes comerciales fabricados fuera de los Estados Unidos.
4. Asegúrese que el anticongelante y el inhibidor sean compatibles con los materiales del sistema: acero al carbono, cobre, aleaciones de cobre, y acero inoxidable.

VI. INHIBIDORES DE CORROSION

En ningún momento el sistema de enfriamiento debe funcionar sin inhibidores de corrosión en la solución refrigerante. Si el refrigerante es una mezcla de glicol puro y agua, o de agua solamente, es necesario añadir un inhibidor de corrosión adecuado. La mayoría de los anticongelantes disponibles comercialmente contienen una cantidad suficiente de inhibidor para proteger al sistema de enfriamiento de la corrosión cuando la mezcla de agua y de etilenglicol se hace de acuerdo con las instrucciones del fabricante. No pueden recomendarse inhibidores de corrosión específicos porque la selección depende de factores económicos, de la disponibilidad y del impacto ambiental, los cuales pueden variar de una localidad a otra. Sin embargo, generalmente existen dos inhibidores de corrosión para acero dulce que se usan normalmente en sistema cerrados de enfriamiento - molibdato y nitrito. El inhibidor de corrosión que se usa más corrientemente para el cobre y sus aleaciones es el tolitriazol, pero a veces se usan otros azoles.

En la exposición que sigue, se ofrece una lista de varios productos inhibidores de corrosión disponibles comercialmente. Todos ellos contienen nitrito, molibdato o una mezcla de los dos, tolitriazol y un agente amortiguador (de forma característica es tetraborato de sodio). El etilenglicol o el propilenglicol (sin inhibidores) no se incluyen y deben comprarse por separado.

DEARBORN 540
Grace Dearborn
300 Genessee St.
Lake Zurich, IL 60047-2458

NALCO 8328
Nalco Chemical Co.
One Nalco Center Naperville, Illinois 60563-1198

BETZM66-P
Betz Laboratories
Somerton Road
Trevoise, Penn 19047

DREWGARD 100
Drew Chemical Corp.
701 Jefferson Rd.
Parsippany, NJ 07054

CALGON CF o LCS-20
Calgon Corp.
P.O. Box 1346
Pittsburgh, PA 15230

NOTA

Esta lista no es exclusiva y otros productos pueden dar resultados aceptables. Puesto que las condiciones de los clientes individuales de turbinas pueden variar y estos fabricantes pueden cambiar su producto en el futuro, es importante verificar que el producto escogido sea adecuado.

Estos productos son todos compatibles con etilenglicol y con propilenglicol. Han ocurrido algunos problemas con estos inhibidores cuando se usan con anticongelantes comerciales que se encuentran en el mercado fuera de los Estados Unidos y, por tanto, no se recomienda que estos inhibidores se usen con un anticongelante comercial sin primero determinar la compatibilidad del producto inhibidor contenido en el anticongelante.

A. Inhibidor de Corrosión de Aleación de Cobre

Los sistemas cerrados de enfriamiento de turbinas a gas GE contienen cobre y aleaciones de cobre que deben tratarse con un inhibidor de corrosión adecuado. La exposición que sigue se centrará en el tolitriazol, el cual con frecuencia se denomina TTA.

Por lo general, los productos comerciales inhibidores de corrosión tienen TTA mezclado en ellos, o este producto puede agregarse por separado. Normalmente se vende en forma de solución de tolitriazol de sodio al 50%. TTA trabaja formando una película microscópica sobre la superficie del metal y una dosis característica para mantener la película es de 100 PPM.

B. Inhibidores de Corrosión de Acero Dulce

En la exposición siguiente, se ofrecen directrices generales para tratar el refrigerante con inhibidores de corrosión de nitrito y de molibdeno.

El nitrito de sodio, que se describe con la fórmula química NaNO_2 , es un inhibidor de corrosión efectivo para los sistemas de agua de enfriamiento de las turbinas a gas de combustión. La dosis recomendada es de 1000 PPM como NO_2 .

El dihidrato de molibdato de sodio ($\text{NaMoO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) es otro buen inhibidor de corrosión para sistemas cerrados. La dosis recomendada es de 250 PPM como Mo.

Es una buena práctica mantener la concentración del inhibidor de corrosión bien por encima del nivel mínimo efectivo para evitar las escoriaduras. Si el agua pura usada como refrigerante no se contamina, y si se mantiene la concentración que se recomienda de molibdato o de nitrito, la eficiencia inhibidora del refrigerante siempre estará por encima del nivel mínimo efectivo.

VII. PREPARACION DEL REFRIGERANTE

Las instrucciones siguientes explican cómo calcular la cantidad de producto inhibidor de corrosión que debe agregarse a un volumen dado de agua para llegar a la dosis deseada.

1. Obtenga la información siguiente:
 - a. **Volumen del Sistema.** La forma más precisa de obtener el volumen del sistema es medir qué cantidad de solución anticongelante/agua se agrega, según se describe anteriormente. La segunda forma mejor sería utilizar un estimado del volumen basado en datos técnicos.
 - b. **Dosis Volumétrica del Producto.** Halle la cantidad de producto que se necesita para 1000 galones de agua, según la tabla que sigue.

DOSIS VOLUMETRICA DEL PRODUCTO

Toltriazol de sodio (50% Líquido)	2 Pts/1000 Gals
Dihidrato de molibdato de sodio (100% Seco)	5 Lbs/1000 Gals
Nitrito de sodio (100% Seco)	13 Lbs/1000 Gals

- Multiplique el volumen del sistema (es decir, galones de agua a tratar desde el paso 1a) por la dosis volumétrica del producto (desde el paso 1b) y divida entre 1000. Esta es la cantidad de producto que debe agregarse al sistema.

NOTA

Si se obtienen productos con concentraciones diferentes a las que aparecen anteriormente, deberá entonces ajustarse proporcionalmente la dosis volumétrica.

Cuando se añaden inhibidores de corrosión en las dosis volumétricas antes indicadas, se obtendrán las dosis residuales de producto siguientes. Estos son los valores testigos.

DOSIS RESIDUALES DE INHIBIDOR

Toltriazol (PPM como TTA)	100
Molibdato (PPM como Mo)	250
Nitrito (PPM como NO ₂)	1000

Cuando el sistema se llena inicialmente, algunos inhibidores se agotarán rápidamente en la producción de películas sobre las superficies de los metales y entonces será necesario ajustar la concentración para elevar el inhibidor residual al nivel deseado.

VIII. BIOCIDA

En sistemas que usan nitrito para inhibir la corrosión, se corre el riesgo de infestación por bacterias desnitrificadoras. Estos organismos descomponen el nitrito en nitrato - reduciendo así la inhibición de la corrosión y aumentando la posibilidad de incrustaciones. Por tanto, es imperativo que las bacterias sean controladas mediante temperatura o con un biocida no oxidante.

Las temperaturas dentro de los sistemas de enfriamiento de las turbinas a gas varían de una instalación a otra. Si la temperatura excede de 140°F, la desinfección térmica evitará con efectividad el crecimiento microbiológico y no se requerirá un biocida.

En sistemas de enfriamiento que funcionan por debajo de 140°F y que contienen nitrito como parte de la solución refrigerante, se recomienda la adición de dos biocidas no oxidantes diferentes en ocasiones alternas, siempre que se detecten bacterias en el sistema.

Los biocidas que se seleccionen deben ser compatibles con la solución refrigerante (ingredientes, pH, etc.) y no ser agresivos para los componentes del sistema. El uso de gas de cloro, de hipoclorito o de compuestos de bromo debe evitarse porque no son compatibles con el nitrito.

PRECAUCION

Los biocidas no oxidantes son sustancias dañinas y deben tomarse precauciones para no inhalar o entrar en contacto con el producto. Las instrucciones de los fabricantes sobre manipulación segura deben seguirse en todo momento.

IX. AMORTIGUADOR

Los inhibidores de corrosión descritos anteriormente tienen un rango de pH recomendado de 8.5 a 10.0. Si se requiriera un ajuste del pH, compruebe que el agente que se utilice sea compatible con el inhibidor y con el anticongelante que se esté empleando. El tetraborato de sodio (bórax) es el amortiguador que normalmente se prefiere y es compatible con el nitrito, el molibdato, el tolitriazol y el anticongelante de glicol.

X. VALOR DE PH DEL REFRIGERANTE

La solución final de refrigerante debe tener un valor de pH entre 8.5 y 10.0. Se recomienda medir el valor de pH de la solución final de refrigerante con un medidor de pH adecuado, una variedad de los cuales puede encontrarse en el mercado. También pueden usarse otros métodos como papeles indicadores de pH.

XI. PRUEBAS

Para una turbina a gas de reciente instalación, deben aplicarse las dosis de inhibidor mencionadas precedentemente. Debido a la elevada demanda de inhibidor durante el período inicial de pasivación, la primera prueba de residuos debe realizarse transcurridas 48 horas a fin de evitar que los residuos de inhibidor caigan por debajo de las dosis de mantenimiento señaladas con anterioridad. Después de eso, se recomiendan pruebas semanales para medir el nitrato o el molibdato. La prueba de TTA residual es bastante compleja, por lo tanto, en lugar de hacer la prueba, se recomienda que cada vez que se agreguen productos químicos, se añada también TTA en la dosis volumétrica antes señalada.

Existen diversos kits comerciales para las pruebas de los residuos de nitrito y de molibdato fabricados por plantas de productos químicos y por laboratorios como la Compañía HACH (Loveland, Colorado) y Taylor Technologies, Inc. (Sparks, Maryland).

Con el tiempo, la concentración de inhibidor de corrosión en el agua de enfriamiento disminuirá como resultado de pequeñas fugas en el sistema, de la adición de agua de llenado complementario y del consumo para el mantenimiento de la película. Deben realizarse pruebas semanales para asegurar que las concentraciones de inhibidor de corrosión (molibdato y nitrito) en el agua de enfriamiento no caigan por debajo de las dosis de mantenimiento anteriormente indicadas.

La concentración de anticongelante también debe probarse con un hidrómetro adecuado, puesto que puede perderse por fugas y debe ser repuesta. Como regla general, siempre que se necesita refrigerante de relleno, debe mezclarse una cantidad de agua y de anticongelante en la proporción adecuada, antes de agregarla al sistema. Posteriormente, la concentración de anticongelante se debe verificar con un hidrómetro al menos cada semana y después de cada adición de solución de agua de llenado complementario y anticongelante.

Para supervisar el conteo de organismos microbiológicos cada semana, deben usarse platinas de inmersión para la medición de las bacterias totales. Si en la platina se hallan microbios, debe agregarse una cantidad letal de biocida a fin de mantener la esterilidad.

ESTA PAGINA SE DEJA INTENCIONADAMENTE EN BLANCO



GE Power Systems

*General Electric Company
One River Road, Schenectady, NY 12345
518 • 385 • 2211 TX: 145354*



GEK 110727CAa
Revisado en mayo 2004

GE Energy

Sistema de aire del instrumento de planta

Estas instrucciones no pretenden cubrir todos los detalles o modificaciones de los equipos ni proporcionar todas las circunstancias posibles relacionadas con la instalación, el funcionamiento o el mantenimiento. Si necesita información suplementar o si aparecen problemas particulares que no están tratados lo suficiente como para satisfacer las exigencias del comprador, el asunto se deberá someter a la atención de GE Company.

© 2003 General Electric Company

I. ALCANCE

Esta especificación se aplica a los sistemas de servicio locales del instrumento de la planta.

II. REQUISITOS**A. Diseño**

Valor del flujo del aire- el sistema de aire del instrumento de la planta será diseñado para los caudales especificados en el diagrama esquemático del sistema. Cada diagrama esquemático presentado en la figura 1 se debe analizar para sus requisitos particulares.

Condiciones de proceso - el sistema de aire del instrumento de la planta será diseñado para las condiciones de la entrada de presión /temperatura según lo observado en el diagrama esquemático del sistema de aire del instrumento de la planta. La presión de salida será mantenida entre 90 y 110 PSIG con la temperatura para no exceder 120 grados de Fahrenheit. Todo el aire del instrumento de la planta será diseñado para un punto de condensación máximo de -20 F en la presión de proceso. Puntos de condensación inferiores se pueden requerir según las temperaturas ambientales del sitio.

Elementos filtrantes – si no se especifica lo contrario – se proveerán un filtro anterior Coalescer y un filtro posterior de partículas.

Valores del elemento filtro anterior Coalescer:

Aerosoles:	99.97 D.O.P
Retiro de partículas:	-3 micrones absoluto
Llevado del aceite:	.015 ppm
PSID @ flujo nominal:	< = 1.5-seco, 2.5 - húmedo
Sustitución:	10.00 PSID máximo

Valores del elemento filtro posterior de partículas

Retiro de partículas:	.9 micrones absoluto
Eficacia:	99.99 %
PSID @ flujo nominal:	< = 1.5 PSID
Sustitución:	12.00 PSID máximo

B. Rendimiento

Resistencia al flujo de aire - la resistencia a la circulación de aire del entero sistema de aire del instrumento de la planta desde la entrada de aire a la salida de aire y para los filtros cuando son nuevos y limpios será publicada en el manual del usuario. Esta medida será utilizada para calcular las pérdidas de línea del sistema en sistemas neumáticos.

C. Medio ambiente

El sistema de aire del instrumento de la planta será concebido para funcionar bajo las condiciones siguientes:

Valores de temperaturas - 20 F (-28.9 C) a 122 F (C)

Valor de humedad relativa 0 % a 100 %.

Agua de la lluvia hasta 100 pulgadas por año.

Concentración del polvo aerotransportado de hasta 460 ppm donde diez por ciento del polvo está compuesto de cloruro de sodio seco (NACL).

D. Fiabilidad, vida del diseño, capacidad de mantenimiento y seguridad

Fiabilidad - el tiempo medio de buen funcionamiento (MTBF) de los componentes eléctricos y neumáticos será mayor de 120.000 horas. La definición de una falta es la inhabilidad de resolver los requisitos especificados en este GEK incluyendo los de presión, temperatura, volumen, limpieza, etc. Si el sistema no puede resolver este requisito de fiabilidad, el sistema se debe sostener por un APU (MLI A130) con aire de descarga de compresor como fuente de aire. Véase la figura para un arreglo típico.

Capacidad de mantenimiento - el sistema de aire del instrumento de la planta será diseñado para un mantenimiento fácil con un mínimo de costes, piezas y trabajo mientras que la central eléctrica está funcionando. Los medios seguros del acceso serán proporcionados a todas las piezas que requieran mantenimiento, incluyendo las válvulas, los solenoides y los dispositivos eléctricos. Cualquier herramienta especial requerida para el mantenimiento será proporcionada para cada sistema. Los programas de mantenimiento recomendados serán establecidos y presentados en un documento.

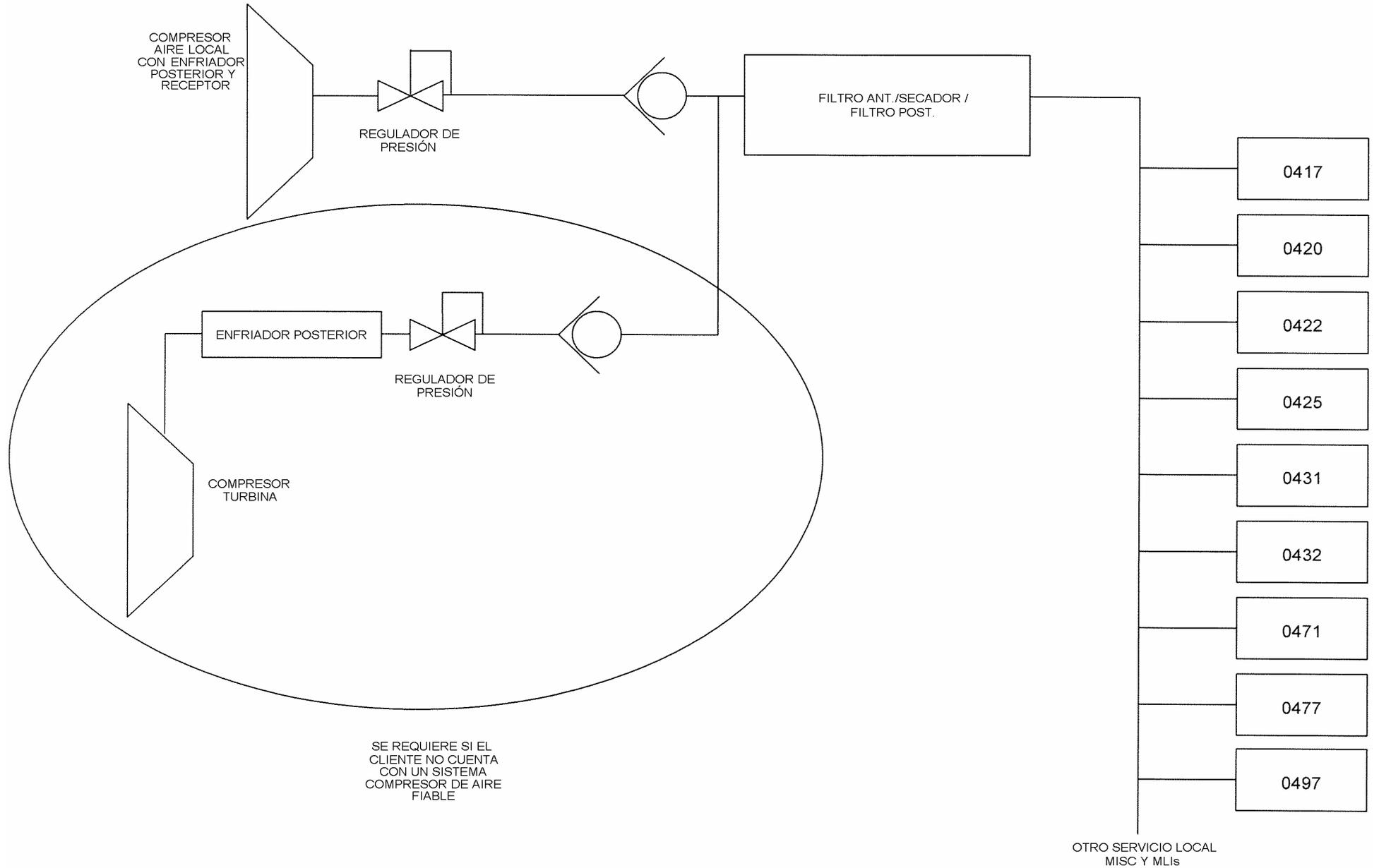
E. Materiales

Los materiales seleccionados serán compatibles con los requisitos de esta especificación y además se deben elegir para las calidades asociadas a una vida y resistencia largas a la corrosión, al desgaste y a otras formas de deterioración.

III. DIAGRAMA DEL ARREGLO DEL SISTEMA

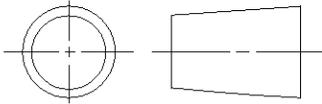
Véase la Figura 1 para un diagrama típico del arreglo.

DIAGRAMA DE AIRE DEL INSTRUMENTO DE NIVEL SUPERIOR



Tab 23

THIRD ANGLE PROJECTION



REVISIONS

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
A	UPDATED PER DCI 05028831. ADDED DEVICES: AT-TC-4 (IN TURB COMPT); AT-HL-1 (IN LO MODULE); - AT-VS-1 (IN GAS VALVE MODULE). CE20455 DALE E. ANDERSEN	2005-12-19 2005-12-19	DEA KSL

THIS DOCUMENT SHALL BE REVISED IN ITS ENTIRETY. ALL SHEETS OF THIS DOCUMENT ARE THE SAME REVISION LEVEL AS INDICATED IN THE REVISION BLOCK.

© COPYRIGHT 2005 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION. THIS DOCUMENT CONTAINS
 PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC
 COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO
 OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF
 GENERAL ELECTRIC COMPANY.

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE	GENERAL ELECTRIC COMPANY	
DIMENSIONS ARE IN INCHES TOLERANCES ON 2 PL DECIMALS +- 3 PL DECIMALS +- ANGELS +- FRACTIONS +- 	<small>DRAWN</small> KAPIL BHARDWAJ	2005-11-08	GE Energy Device Summary FIRST MADE FOR ML:7A1WFA358-1,2 DM:GR1007 CC:0414	
	<small>CHECKED</small> DALE ANDERSEN	2005-11-08		
	<small>ENGRS</small> KAPIL BHARDWAJ	2005-11-08		
	<small>ISSUED</small> K.S.LOKENBERG	2005-11-10		
			<small>SIZE</small> A	<small>CAGE CODE</small>
			<small>DWG NO</small> 216A1232	
	<small>SCALE</small> NONE		<small>SHEET</small> 1 OF 40	

System	Title
0415	CONTROL DEVICES -TURBINE
0416	LUBE OIL SYSTEM
0417	COOL & SEAL AIR SYSTEM
0418	TRIP OIL SYSTEM
0419	CONTROL AIR
0420	COOLING WATER SYSTEM
0421	STARTING SYSTEM
0422	GAS FUEL SYSTEM
0426	FIRE PROTECTION SYSTEM
0432	INLET AIR HEATING
0434	HYDRAULIC SUPPLY SYSTEM
0436	HEAT & VENT SYSTEM
0440	LOAD EQUIPMENT
0442	TURBINE & COMPRESSOR WASH
0461	WATER WASH UNIT
0469	INLET GUIDE VANE SYSTEM
0471	INLET AND EXHAUST
0474	HAZARDOUS GAS DETECTION
0477	FUEL PURGE
0484	GAS SCRUBBER
0492	PERFORMANCE MONITOR
4007	GAS FUEL ABSOLUTE FILTER SEPARATOR
4027	H2 ACCESSORIES (Ref. G2FA)
4028	H2 GAS CONTROLS (Ref. G2FA)



SWITCH SETTINGS

Contact Condition

- NO- Normally open

- NC- Normally closed

- 0- Parenthesis indicates sets of contacts

Additional Contacts

- CEC Additional contact:
- Normally closed
Electrically common

- CES- Additional contact:
Normally closed
Electrically separate

- OEC Additional contact:
- Normally open
Electrically common

- OES- Additional contact:
Normally open
Electrically separate

Example: NORM=(2) NO-CEC



SIZE **A** DWG NO

216A1232

SH

4

REV

A



Device	System	Settings
20AP-1	0419	APU SHUTOFF VALVE. DE-ENERGIZED: 1 TO 2 CLOSED ENERGIZED: 1 TO 2 OPEN 120 VAC; 60 HZ PROTECTS DESSICANT FROM OVER TEMPERATURE. CONTROL SIGNAL NAME IS L20AP1, APU TROUBLE RELAY (SHUT-OFF VALVE CLOSE RELAY). WIRE TO MKV / MARKVI.
20CB-1	0417	COMPRESSOR BLEED SOL 3 WAY VALVE NORM=B TO C OPEN; A CLOSED
20CB-2	0417	COMPRESSOR BLEED SOL 3 WAY VALVE NORM B TO C OPEN; A CLOSED
20FG-1	0418	FUEL GAS STOP VALVE SOLENOID VALVE NORM=OPEN; ENERGIZE TO CLOSE 125 VDC; 100.0 W;
20FP-1A	0426	FIRE PROTECTION-INITIAL DISCH SOLENOID VALVE (ZONE 1) DE-ENERGIZED: 1 TO 2 CLOSED ENERGIZED: 1 TO 2 OPEN 24 VDC;
20FP-1AE	0426	FIRE PROTECTION-EXTENDED DISCH SOLENOID VALVE (ZONE 1) DE-ENERGIZED: 1 TO 2 CLOSED ENERGIZED: 1 TO 2 OPEN 24 VDC;
20FP-2A	0426	FIRE PROTECTION-INITIAL DISCH SOLENOID VALVE (ZONE 2) DE-ENERGIZED: 1 TO 2 CLOSED ENERGIZED: 1 TO 2 OPEN 24 VDC;
20FP-2AE	0426	FIRE PROTECTION-EXTENDED DISCH SOLENOID VALVE (ZONE 2) DE-ENERGIZED: 1 TO 2 CLOSED ENERGIZED: 1 TO 2 OPEN 24 VDC;
20FP-3A	0426	FIRE PROTECTION-INITIAL DISCH SOLENOID VALVE (ZONE 3) DE-ENERGIZED: 1 TO 2 CLOSED ENERGIZED: 1 TO 2 OPEN 24 VDC; FIRE PROT-CO2 RELEASE SOL VALVE (ZONE 3) INITIAL DISCHARGE
20FP-3AE	0426	FIRE PROTECTION-EXTENDED DISCH SOLENOID VALVE (ZONE 3) DE-ENERGIZED: 1 TO 2 CLOSED ENERGIZED: 1 TO 2 OPEN 24 VDC; FIRE PROT-CO2 RELEASE SOL VALVE (ZONE 3) EXTENDED DISCHARGE
20FP-90A	0426	FIRE PROTECTION-REFRIGERATION SOLENOID DE-ENERGIZED: 1 TO 2 CLOSED ENERGIZED: 1 TO 2 OPEN CONTROLLED BY FP SYSTEM NO INTERFACE WITH GE
20GK-1	4028	GENERATOR CASING VENT SOLENOID VALVE NORM=DE-ENERGIZED 125 VDC;
20HH-1	4028	HYDROGEN HEADER SUPPLY-SOLENOID VALVE NORM=CLOSED; ENERGIZE TO CLOSE 125 VDC;



GENERAL ELECTRIC COMPANY

SIZE

A

CAGE CODE

DWG NO

216A1232

DRAWN

KAPIL BHARDWAJ 2005-11-08

ISSUED

K.S.LOKENBERG 2005-11-10

SCALE

NONE

SHEET



SIZE **A** DWG NO

216A1232

SH
5

REV
A



Device	System	Settings
20HH-2	4028	HYDROGEN HEADER SUPPLY-SOLENOID VALVE NORM =DE-ENERGIZED 125 VDC;
20PM-1	4028	(CO2) PURGE MANIFOLD SOLENOID VALVE NORM=DE-ENERGIZED 125 VDC;
20QB-1	0434	LIFT OIL SUPPLY ISOLATION VALVE DE-ENERGIZED: 1 TO 2 CLOSED ENERGIZED: 1 TO 2 OPEN 120 VAC; 60 HZ; 1 PH
20TH-1	0432	INLET HEATING CONTROL VALVE TRIP SOLENOID VALVE DE-ENERGIZE TO TRIP VA20-1 ENERGIZE TO OPERATE VA20-1
20TV-1	0418	TURBINE COMPRESSOR IGV SOLENOID VALVE NORM=OPEN; ENERGIZE TO CLOSE 125 VDC; 100.0 W;
20TW-4	0442	OFF-LINE COMPRESSOR WASH WATER INJ SOLENOID VALVE DE-ENERGIZED: 3 TO 1 OPEN; 2 PLUGGED ENERGIZED: 1 TO 2 OPEN; 3 PLUGGED 115 VAC; 50/60 HZ; 2.000 A; PART OF VA16-1
20TW-6	0442	ON-LINE COMPRESSOR WASH WATER INJ SOLENOID VALVE DE-ENERGIZED: 3 TO 1 OPEN; 2 PLUGGED ENERGIZED: 1 TO 2 OPEN; 3 PLUGGED 115 VAC; 50/60 HZ; 2.000 A; PART OF VA16-3
20VG-1	0422	FUEL GAS VENT SOLENOID VALVE DE-ENERGIZED: 1 TO 3 OPEN; 2 PLUGGED ENERGIZED: 2 TO 1 OPEN; 3 PLUGGED 125 VDC;
20VS4-1	0422	FUEL GAS STOP VALVE-SOLENOID VALVE
20WDET	0461	SOLENOID, 2 WAY VALVE TO RECIRCULATE WATER BACK TO TANK. 120 VAC; 60 HZ; DE-ENERGIZED: 1 TO 2 CLOSED ENERGIZED: 1 TO 2 OPEN CONTROL SIGNAL NAME IS L20WDET. WIRE TO MK V / MK VI. MK V / MK VI OUTPUT SIGNAL IS DRY CONTACT.
23BL-1	0436	FAN MOTOR HEATER FOR 88BL-1 60.00 W; 120 VAC; 1 PH; 60 HZ;
23BL-2	0436	FAN MOTOR HEATER FOR 88BL-2 60.00 W; 120 VAC; 1 PH; 60 HZ;
23BN-1	0417	SPACE HEATER 60.00 W; 120 VAC; 1 PH; 50/60 HZ; FOR MOTOR 88BN-1
23BN-2	0417	SPACE HEATER 60.00 W; 120 VAC; 1 PH; 50/60 HZ; FOR MOTOR 88BN-2
23BT-1	0436	HEATER-TURBINE COMPT FAN MOTOR 200.0 W; 120 VAC; 1 PH; 60 HZ;
23BT-2	0436	HEATER-TURBINE COMPT FAN MOTOR 200.0 W; 120 VAC; 1 PH; 60 HZ;



	GENERAL ELECTRIC COMPANY		SIZE	CAGE CODE	DWG NO
			A		216A1232
DRAWN	KAPIL BHARDWAJ 2005-11-08		SCALE	NONE	SHEET
ISSUED	K.S.LOKENBERG 2005-11-10				



SIZE A DWG NO 216A1232 SH 6 REV A

Device	System	Settings
23HG-1A	0440	SPACE HEATER-GENERATOR 2.250 KW; 480 VAC; 3 PH; 60 HZ; ON TURBINE END OF FRAME, WIRED IN PARALLEL WITH 23HG-1B TO COMPRISE 23HG-1
23HG-1B	0440	SPACE HEATER-GENERATOR 2.250 KW; 480 VAC; 3 PH; 60 HZ; ON TURBINE END OF FRAME, WIRED IN PARALLEL WITH 23HG-1A TO COMPRISE 23HG-1
23HG-2	0440	SPACE HEATER-GENERATOR 3.600 KW; 480 VAC; 3 PH; 60 HZ;
23HL-3	0436	SPACE HEATER-ACCESSORY COMPT, LUBE OIL REGION 3.600 KW; 480 VAC; 1 PH; 60 HZ; USED FOR HUMIDITY CONTROL
23HQ-1	0434	HEATER-HYDRAULIC OIL PUMP MOTOR 60.00 W; 120 VAC; 1 PH; 60 HZ;
23HQ-2	0434	SPACE HEATER-HYDRAULIC PUMP MOTOR 60.00 W; 120 VAC; 1 PH; 60 HZ;
23HT-3A	0436	SPACE HEATER-TURBINE COMPARTMENT 3.600 KW; 480 VAC; 1 PH; 60 HZ; HEATING FOR HUMIDITY CONTROL
23HT-3B	0436	SPACE HEATER-TURBINE COMPARTMENT 3.600 KW; 480 VAC; 1 PH; 60 HZ; HEATING FOR HUMIDITY CONTROL
23QA-1	0416	HEATER-AUX LUBE OIL PUMP MOTOR 100.0 W; 120 VAC; 1 PH; 60 HZ;
23QA-2	0416	SPACE HEATER-AUX LUBE OIL PUMP MOTOR 100.0 W; 120 VAC; 1 PH; 60 HZ;
23QS-1	0416	HEATER-SEAL OIL PUMP MOTOR 60.00 W; 120 VAC; 1 PH; 60 HZ;
23QT-1	0416	IMMERSION HEATER-LUBE OIL TANK 15.00 KW; 460 VAC; 3 PH; 60 HZ;
23QT-2	0416	IMMERSION HEATER-LUBE OIL TANK 15.00 KW; 460 VAC; 3 PH; 60 HZ;
23QT-3	0416	IMMERSION HEATER-LUBE OIL TANK 15.00 KW; 460 VAC; 3 PH; 60 HZ;
23QV-2A	0416	SPACE HEATER-FOR 88QV-1A 60.00 W; 120 VAC; 1 PH; 60 HZ;
23QV-2B	0416	SPACE HEATER-FOR 88QV-1B 60.00 W; 120 VAC; 1 PH; 60 HZ;
23TG-1	0421	TURNING GEAR MOTOR HEATER 75.00 W; 120 VAC; 1 PH; 60 HZ;
23TK-1	0417	TURBINE SHELL & EXHAUST FRAME BLOWER MOTOR HEATER 120.0 W; 120 VAC; 1 PH; 50/60 HZ; FOR MOTOR 88TK-1
23TK-2	0417	TURBINE SHELL & EXHAUST FRAME BLOWER MOTOR HEATER 120.0 W; 120 VAC; 1 PH; 50/60 HZ; FOR MOTOR 88TK-2
23TW-1	0461	HEATER-WATER WASH PUMP MOTOR 60.00 W; 120 VAC; 60 HZ; (PART OF 88TW-1)
23VG-1	0436	HEATER-VENTILATION FAN MOTOR (LOAD COMPT) 60.00 W; 120 VAC; 1 PH; 60 HZ;

 GENERAL ELECTRIC COMPANY		SIZE A	CAGE CODE	DWG NO 216A1232
DRAWN KAPIL BHARDWAJ 2005-11-08		SCALE NONE		SHEET
ISSUED K.S.LOKENBERG 2005-11-10				

SIZE **A** DWG NO

216A1232

SH
7

REV
A



Device	System	Settings
23VG-2	0436	HEATER-VENTILATION FAN MOTOR (LOAD COMPT) 60.00 W; 120 VAC; 1 PH; 60 HZ;
23VS-3	0436	SPACE HEATER-ACCESSORY COMPT, GAS FUEL MOD REGION 3.600 KW; 480 VAC; 1 PH; 60 HZ; USED FOR HUMIDITY CONTROL
23WK-1	0461	IMMERSION HEATER WATER WASH 25.00 KW; 480 VAC; 3 PH; 60 HZ;
23WK-2	0461	IMMERSION HEATER WATER WASH 25.00 KW; 480 VAC; 3 PH; 60 HZ;
23WS-1	0461	WATER WASH SKID SPACE HEATER 10.00 KW; 480 VAC; 3 PH; 60 HZ;
26AD-1	0419	APU COOLING FAN TEMPERATURE SWITCH INCREASING: 110.0+-5.000 F OR 43.33+-2.778 C (DECREASING: 100.0+-5.000 F OR 37.78+-2.778 C) PREVENTS OVER HEATING OF THE DESICCANT AIR DRY
26AP-2	0419	APU OVERTEMPERATURE SWITCH INCREASING: 145.0+-5.000 F OR 62.78+-2.778 C (DECREASING: 142.0+-5.000 F OR 61.11+-2.778 C) NORM=(1) NC-OEC; CONTROLS 20AP-1
26TG-1	0421	THERMOSTAT, TURNING GEAR MOTOR WINDING
26TW-4	0461	-5 TO 50 MV, TEMPERATURE ELEMENT FOR TANK TEMPERATURE. TYPE J THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; INCREASING: 180.0 +/- 5.0 F OR 82.22 +/- 2.778 C DECREASING: 52.0 +/- 2.0 F OR 11.11 +/- 1.111 C THIRD SET-POINT 75.0 +/- 2 F INCREASING
26VW-3	0461	TEMP. ELEMENTFOR COMPT. SPACE HEATER AND VENT FAN. TYPE J THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; OPERATE VENT FAN AT 95 DEGREES F INCREASING. OPERATE SPACE HEATER AT 65 DEGREES F DECREASING. ALARM AT 43 DEGREES F DECREASING. ALARM AT 130 DEGREES F INCREASING.
27AD-1	0419	APU LOSS OF POWER ALARM CONTROL SIGNAL NAME IS L27AD1. WIRE TO MK V / MK VI.
27TF-1	0471	TURBINE INLET AIR FILTER UNDERVOLTAGE NORM=(2) NO-CEC;
27WD-1	0461	WATER WASH SKID LOSS OF POWER ALARM RELAY WIRE TO MKV / MK VI
28FD-11	0415	FLAME DETECTOR COMBUSTION CHAMBER #11
28FD-12	0415	FLAME DETECTOR COMBUSTION CHAMBER #12
28FD-13	0415	FLAME DETECTOR COMBUSTION CHAMBER #13
28FD-14	0415	FLAME DETECTOR COMBUSTION CHAMBER #14
2FP-1A	0426	FIRE PROTECTION-INITIAL DISCHARGE TIMER (ZONE 1) (ZONE 1) INITIAL DISCHARGE
2FP-1AE	0426	FIRE PROTECTION-EXTENDED DISCHARGE TIMER (ZONE 1) (ZONE 1) EXTENDED DISCHARGE



	GENERAL ELECTRIC COMPANY		SIZE	CAGE CODE	DWG NO
			A		216A1232
DRAWN	KAPIL BHARDWAJ 2005-11-08		SCALE	NONE	SHEET
ISSUED	K.S.LOKENBERG 2005-11-10				



SIZE **A** DWG NO

216A1232

SH
8

REV
A



Device	System	Settings
2FP-2A	0426	FIRE PROTECTION-INITIAL DISCHARGE TIMER (ZONE 2) (ZONE 2) INITIAL DISCHARGE
2FP-2AE	0426	FIRE PROTECTION-EXTENDED DISCHARGE TIMER (ZONE 2) (ZONE 2) EXTENDED DISCHARGE
2FP-3A	0426	FIRE PROTECTION-INITIAL DISCHARGE TIMER (ZONE 3) (ZONE 3) INITIAL DISCHARGE
2FP-3AE	0426	FIRE PROTECTION-EXTENDED DISCHARGE TIMER (ZONE 3) (ZONE 3) EXTENDED DISCHARGE
30FP-10A	0426	FIRE PROTECTION TRIP CONTACT ZONE 1 PRE-DISCHARGE CONTACT NORM=(1) NO-CEC; CONTACT IS AVAILABLE FOR CUSTOMER USE. CLOSSES UPON START OF PRE-DISCHARGE TIMER. CONTACT RATED FOR 5A@24VDC OR 120VAC.
30FP-1A	0426	TROUBLE ANNUNCIATOR CONTACT NORM=(1) NC; 125VDC CONTACT; CONTACT WIRED TO TCP AND OPENS TO INDICATE A FAULT OR NOT-READY CONDITION OF THE CO2 SYSTEM
30FP-20A	0426	FIRE PROTECTION TRIP CONTACT (ZONE 2) ZONE 2 PRE-DISCHARGE CONTACT NORM=(1) NO-CEC; CONTACT IS AVAILABLE FOR CUSTOMER USE. CLOSSES UPON START OF PRE-DISCHARGE TIMER. CONTACT RATED FOR 5A@24VDC OR 120VAC.
30FP-2A	0426	TROUBLE ANNUNCIATOR CONTACT NORM=(1) NC; CUSTOMER CONTACT. OPENS TO INDICATE A TROUBLE CONDITION WITH THE CO2 SYSTEM. CONTACT RATED FOR 5A@24VDC OR 120VAC
30FP-30A	0426	FIRE PROTECTION TRIP CONTACT (ZONE 3) ZONE 3 PRE-DISCHARGE CONTACT NORM=(1) NO-CEC; CONTACT IS AVAILABLE FOR CUSTOMER USE. CLOSSES UPON START OF PRE-DISCHARGE TIMER. CONTACT RATED FOR 5A@24VDC OR 120VAC.
30FP-3A	0426	SUPERVISORY ANNUNCIATOR CONTACT NORM=(1) NC; CUSTOMER CONTACT. OPENS TO INDICATE A SUPERVISORY FAULT CONDITION WITH THE CO2 SYSTEM. CONTACT RATED FOR 5A@24VDC OR 120VAC
30SG-1	0415	DIAGNOSTIC IGNITION EXCITER SWITCH NORM=NO; CLOSE ON EXCITER FAILURE;
33CB-1	0417	COMPRESSOR BLEED VALVE LIMIT SWITCH NORM=(1) NO; SWITCH IS CLOSED WHEN VA2-1 VALVE IS OPEN
33CB-2	0417	COMPRESSOR BLEED VALVE LIMIT SWITCH NORM=(1) NO; SWITCH IS CLOSED WHEN VA2-2 VALVE IS OPEN
33CB-3	0417	COMP BLEED VALVE LIMIT SWITCH NORM=(1) NO; SWITCH IS CLOSED WHEN VA2-3 VALVE IS OPEN



		GENERAL ELECTRIC COMPANY	SIZE A	CAGE CODE	DWG NO 216A1232
DRAWN KAPIL BHARDWAJ 2005-11-08		ISSUED K.S.LOKENBERG 2005-11-10		SCALE NONE	SHEET



Device	System	Settings
33CB-4	0417	COMP BLEED VALVE LIMIT SWITCH NORM=(1) NO; SWITCH IS CLOSED WHEN VA2-4 VALVE IS OPEN
33CB-5	0417	COMPRESSOR BLEED VALVE LIMIT SWITCH NORM=(1) NO; SWITCH IS CLOSED WHEN VA2-1 VALVE IS CLOSED
33CB-6	0417	COMPRESSOR BLEED VALVE LIMIT SWITCH NORM=(1) NO; SWITCH IS CLOSED WHEN VA2-2 VALVE IS CLOSED
33CB-7	0417	COMPRESSOR BLEED VALVE LIMIT SWITCH NORM=(1) NO; SWITCH IS CLOSED WHEN VA2-3 VALVE IS CLOSED
33CB-8	0417	COMPRESSOR BLEED VALVE LIMIT SWITCH NORM=(1) NO; SWITCH IS CLOSED WHEN VA2-4 VALVE IS CLOSED
33FP-1A	0426	FIRE PROTECTION-LOCK-OUT VALVE POSITION/LIMIT SWITCH NORM=(2) NC-OEC; SUPERVISES MAIN TANK ISOLATION VALVE. SWITCH IS CLOSED WHEN VALVE IS OPEN
33FP-2A	0426	FIRE PROTECTION-LOCK-OUT VALVE POSITION/LIMIT SWITCH NORM=(2) NC-OEC; SUPERVISES PILOT VAPOR LINE ISOLATION VALVE. SWITCH IS CLOSED WHEN VALVE IS OPEN
33TH-3	0432	INLET HEATING ISOLATION VALVE LIMIT SWITCH CONTACT CLOSED WITH VM1 5-1 FULL OPEN
33VG-4	0422	GAS FUEL VENT VALVE-LIMIT SWITCH NORM=(1) NO-CEC; SWITCH CLOSURES WHEN VALVE CLOSURES
33VS4-1	0422	FUEL GAS STOP VALVE-LIMIT SWITCH SWITCH CLOSURES WHEN VALVE OPENS NORM=(1) NO-CEC;
33VS4-2	0422	FUEL GAS STOP VALVE-LIMIT SWITCH SWITCH CLOSURES WHEN VALVE CLOSURES NORM=(1) NO-CEC;
34AD-1	0419	AIR DRYER 100.0 W; 120 VAC; 1 PH; 60 HZ; HEATLESS DRYER
34TF-1	0471	TURBINE INLET AIR FILTER-SELF CLEANING SEQUENCER 120/230 V; 60/50 HZ; 15 AMP SUPPLY REQUIRED
39V-1A	0415	VIBRATION SENSOR TURBINE OUTPUT AT 1"/SEC = 150.0 MV
39V-1B	0415	VIBRATION SENSOR TURBINE OUTPUT AT 1"/SEC = 150.0 MV
39V-2A	0415	VIBRATION SENSOR TURBINE OUTPUT AT 1"/SEC = 150.0 MV
39V-2B	0415	VIBRATION SENSOR TURBINE OUTPUT AT 1"/SEC = 150.0 MV
39V-4A	0440	VIBRATION SENSOR GENERATOR OUTPUT AT 0.5"/SEC = 150.0 MV LOCATED ON TURBINE END BEARING CAP
39V-4B	0440	VIBRATION SENSOR GENERATOR OUTPUT AT 0.5"/SEC = 150.0 MV LOCATED ON TURBINE END BEARING CAP

 GE Energy	GENERAL ELECTRIC COMPANY		SIZE	CAGE CODE	DWG NO
			A		216A1232
DRAWN	KAPIL BHARDWAJ 2005-11-08		SCALE	NONE	SHEET
ISSUED	K.S.LOKENBERG 2005-11-10				

SIZE A DWG NO 216A1232 SH 10 REV A

Device	System	Settings
39V-5A	0440	VIBRATION SENSOR GENERATOR OUTPUT AT 0.5"/SEC = 150.0 MV LOCATED ON COLLECTOR END BEARING CAP
39VS-101	0440	VIBRATION SENSOR (NON-CONT) GEN COLLECTOR END BENTLEY NEVADA, 3300 SERIES PROXIMITY PROBE FOR GENERATOR SHAFT RANGE:200 MV PER MILLIINCH ALARM @ 0.006"
39VS-102	0440	VIBRATION SENSOR (NON-CONT) GEN COLLECTOR END BENTLEY NEVADA, 3300 SERIES PROXIMITY PROBE FOR GENERATOR SHAFT RANGE:200 MV PER MILLIINCH ALARM @ 0.006"
39VS-11	0415	VIBRATION SENSOR (NON-CONTACTING) OUTPUT AT 1 MIL = 200.0 MV
39VS-12	0415	VIBRATION SENSOR (NON-CONTACTING) OUTPUT AT 1 MIL = 200.0 MV
39VS-21	0415	VIBRATION SENSOR (NON-CONTACTING) OUTPUT AT 1 MIL = 200.0 MV
39VS-22	0415	VIBRATION SENSOR (NON-CONTACTING) OUTPUT AT 1 MIL = 200.0 MV
39VS-91	0440	VIBRATION SENSOR (NON-CONT) GEN COUPLING END BENTLEY NEVADA, 3300 SERIES PROXIMITY PROBE FOR GENERATOR SHAFT RANGE:200 MV PER MILLIINCH ALARM @ 0.006"
39VS-92	0440	VIBRATION SENSOR (NON-CONT) GEN COUPLING END BENTLEY NEVADA, 3300 SERIES PROXIMITY PROBE FOR GENERATOR SHAFT RANGE:200 MV PER MILLIINCH ALARM @ 0.006"
43MRFP-1A	0426	FIRE PROTECTION-MANUAL DISCHARGE SWITCH (ZONE 1) NORM=(2) NC-OEC; LOCATED ON ELECTRICAL CONTROL CABINET DOOR ON CO2 SKID. SWITCH HELD OPEN WITH PIN.
43MRFP-2A	0426	FIRE PROTECTION-MANUAL DISCHARGE SWITCH (ZONE 2) NORM=(2) NC-OEC; LOCATED ON ELECTRICAL CONTROL CABINET DOOR ON CO2 SKID. SWITCH HELD OPEN WITH PIN.
43MRFP-3A	0426	FIRE PROTECTION-MANUAL DISCHARGE SWITCH (ZONE 3) NORM=(2) NC-OEC; LOCATED ON ELECTRICAL CONTROL CABINET DOOR ON CO2 SKID. SWITCH HELD OPEN WITH PIN.
43WK-1	0461	WATER TEMP SETPOINT SWITCH (HOT-COLD)
43WK-2	0461	OPERATION SETPOINT SWITCH (AUTO-MANUAL)
45FA-30A	0426	FIRE DETECTOR-LUBE/HYDRAULIC COMPARTMENT INCREASING: 325.0 F OR 162.8 C NORM=(1) NO-SPST; (LUBE/HYDRAULIC COMP.-ACCESS.MOD-ZONE 3)

	GENERAL ELECTRIC COMPANY		SIZE	CAGE CODE	DWG NO
	DRAWN KAPIL BHARDWAJ 2005-11-08		A		216A1232
ISSUED K.S.LOKENBERG 2005-11-10		SCALE		NONE	SHEET

SIZE **A** DWG NO

216A1232

SH 11

REV A



Device	System	Settings
45FA-30B	0426	FIRE DETECTOR-LUBE/HYDRAULIC COMPARTMENT INCREASING: 325.0 F OR 162.8 C NORM=(1) NO-SPST; (LUBE/HYDRAULIC COMP.-ACCESS.MOD-ZONE 3)
45FA-31A	0426	FIRE DETECTOR-LUBE/HYDRAULIC COMPARTMENT INCREASING: 325.0 F OR 162.8 C NORM=(1) NO-SPST; (LUBE/HYDRAULIC COMP.-ACCESS.MOD-ZONE 3)
45FA-31B	0426	FIRE DETECTOR-LUBE/HYDRAULIC COMPARTMENT INCREASING: 325.0 F OR 162.8 C NORM=(1) NO-SPST; (LUBE/HYDRAULIC COMP.-ACCESS.MOD-ZONE 3)
45FA-6A	0426	FIRE DETECTOR-FUEL GAS COMPARTMENT INCREASING: 425.0 F OR 218.3 C NORM=(1) NO-SPST; FUEL GAS COMP.-ACCESS.MODULE (ZONE 1)
45FA-6B	0426	FIRE DETECTOR-FUEL GAS COMPARTMENT INCREASING: 425.0 F OR 218.3 C NORM=(1) NO-SPST; FUEL GAS COMP.-ACCESS.MODULE (ZONE 1)
45FA-7A	0426	FIRE DETECTOR-FUEL GAS COMPARTMENT INCREASING: 425.0 F OR 218.3 C NORM=(1) NO-SPST; FUEL GAS COMP.-ACCESS.MODULE (ZONE 1)
45FA-7B	0426	FIRE DETECTOR-FUEL GAS COMPARTMENT INCREASING: 425.0 F OR 218.3 C NORM=(1) NO-SPST; FUEL GAS COMP.-ACCESS.MODULE (ZONE 1)
45FGC-40A	0426	FIRE DETECTOR-GENERATOR COMPARTMENT INCREASING: 325.0 F OR 162.8 C NORM=(1) NO-SPST; LOCATED IN GEN. COLLECTOR COMP WIRED TO TCP
45FGC-40B	0426	FIRE DETECTOR-GENERATOR COMPARTMENT INCREASING: 325.0 F OR 162.8 C NORM=(1) NO-SPST; LOCATED IN GEN. COLLECTOR COMP WIRED TO TCP
45FT-1A	0426	FIRE DETECTOR-TURBINE COMPARTMENT INCREASING: 600.0 F OR 315.6 C NORM=(1) NO-SPST; TURBINE COMPARTMENT ZONE 1
45FT-1B	0426	FIRE DETECTOR-TURBINE COMPARTMENT INCREASING: 600.0 F OR 315.6 C NORM=(1) NO-SPST; TURBINE COMPARTMENT ZONE 1
45FT-20A	0426	FIRE DETECTOR-#2 BEARING AREA (ZONE 2) INCREASING: 725.0 F OR 385.0 C NORM=(1) NO-SPST; #2 BEARING TUNNEL - ZONE 2



GENERAL ELECTRIC COMPANY

SIZE **A**

CAGE CODE

DWG NO

216A1232

DRAWN KAPIL BHARDWAJ 2005-11-08

ISSUED K.S.LOKENBERG 2005-11-10

SCALE NONE

SHEET



SIZE **A** DWG NO

216A1232

SH 12

REV A



Device	System	Settings
45FT-20B	0426	FIRE DETECTOR-#2 BEARING AREA (ZONE 2) INCREASING: 725.0 F OR 385.0 C NORM=(1) NO-SPST; #2 BEARING TUNNEL - ZONE 2
45FT-21A	0426	FIRE DETECTOR-#2 BEARING AREA (ZONE 2) INCREASING: 725.0 F OR 385.0 C NORM=(1) NO-SPST; #2 BEARING TUNNEL - ZONE 2
45FT-21B	0426	FIRE DETECTOR-#2 BEARING AREA (ZONE 2) INCREASING: 725.0 F OR 385.0 C NORM=(1) NO-SPST; #2 BEARING TUNNEL - ZONE 2
45FT-2A	0426	FIRE DETECTOR-TURBINE COMPARTMENT INCREASING: 600.0 F OR 315.6 C NORM=(1) NO-SPST; TURBINE COMPARTMENT ZONE 1
45FT-2B	0426	FIRE DETECTOR-TURBINE COMPARTMENT INCREASING: 600.0 F OR 315.6 C NORM=(1) NO-SPST; TURBINE COMPARTMENT ZONE 1
45FT-3A	0426	FIRE DETECTOR-TURBINE COMPARTMENT INCREASING: 600.0 F OR 315.6 C NORM=(1) NO-SPST; TURBINE COMPARTMENT ZONE 1
45FT-3B	0426	FIRE DETECTOR-TURBINE COMPARTMENT INCREASING: 600.0 F OR 315.6 C NORM=(1) NO-SPST; TURBINE COMPARTMENT ZONE 1
45HA-7	0474	COMBUSTIBLE GAS DETECTOR HIGH ALARM SETTING AT 10% LEL HIGH-HIGH ALARM SETTING AT 25% LEL ACCESSORY MODULE (GAS COMPARTMENT)
45HA-8	0474	COMBUSTIBLE GAS DETECTOR HIGH ALARM SETTING AT 10% LEL HIGH-HIGH ALARM SETTING AT 25% LEL ACCESSORY MODULE (GAS COMPARTMENT)
45HA-9A	0474	COMBUSTIBLE GAS DETECTOR - ACCESSORY COMPARTMENT HIGH ALARM SETTING AT 10% LEL HIGH-HIGH ALARM SETTING AT 25% LEL
45HA-9B	0474	COMBUSTIBLE GAS DETECTOR - ACCESSORY COMPARTMENT HIGH ALARM SETTING AT 10% LEL HIGH-HIGH ALARM SETTING AT 25% LEL
45HA-9C	0474	COMBUSTIBLE GAS DETECTOR - ACCESSORY COMPARTMENT HIGH ALARM SETTING AT 10% LEL HIGH-HIGH ALARM SETTING AT 25% LEL
45HGT-1	0474	HAZARDOUS ATM DETECTOR-GEN TERMINAL ENCLOSURE HIGH ALARM SETTING AT 10% LEL HIGH-HIGH ALARM SETTING AT 25% LEL
45HGT-2	0474	HAZARDOUS ATM DETECTOR-GEN TERMINAL ENCLOSURE HIGH ALARM SETTING AT 10% LEL HIGH-HIGH ALARM SETTING AT 25% LEL



	GENERAL ELECTRIC COMPANY		SIZE	CAGE CODE	DWG NO
	GE Energy		A		216A1232
DRAWN	KAPIL BHARDWAJ 2005-11-08		SCALE	NONE	SHEET
ISSUED	K.S.LOKENBERG 2005-11-10				





Device	System	Settings
45HGT-7A	0474	COMBUSTIBLE GAS DETECTOR - GEN COLLECTOR COMPARTMENT HIGH ALARM SETTING AT 10% LEL HIGH-HIGH ALARM SETTING AT 25% LEL
45HGT-7B	0474	COMBUSTIBLE GAS DETECTOR - GEN COLLECTOR COMPARTMENT HIGH ALARM SETTING AT 10% LEL HIGH-HIGH ALARM SETTING AT 25% LEL
45HGT-7C	0474	COMBUSTIBLE GAS DETECTOR - GEN COLLECTOR COMPARTMENT HIGH ALARM SETTING AT 10% LEL HIGH-HIGH ALARM SETTING AT 25% LEL
45HT-1	0474	COMBUSTIBLE GAS DETECTOR-TURBINE COMPARTMENT HIGH ALARM SETTING AT 5% LEL HIGH-HIGH ALARM SETTING AT 17% LEL
45HT-2	0474	COMBUSTIBLE GAS DETECTOR-TURBINE COMPARTMENT HIGH ALARM SETTING AT 5% LEL HIGH-HIGH ALARM SETTING AT 17% LEL
45HT-5A	0474	COMBUSTIBLE GAS DETECTOR - EXTRACT DUCT HIGH ALARM SETTING AT 5% LEL HIGH-HIGH ALARM SETTING AT 17% LEL
45HT-5B	0474	COMBUSTIBLE GAS DETECTOR- EXTRACT DUCT HIGH ALARM SETTING AT 5% LEL HIGH-HIGH ALARM SETTING AT 17% LEL
45HT-5C	0474	COMBUSTIBLE GAS DETECTOR - EXTRACT DUCT HIGH ALARM SETTING AT 5% LEL HIGH-HIGH ALARM SETTING AT 17% LEL
45HT-5D	0474	COMBUSTIBLE GAS DETECTOR - EXTRACT DUCT HIGH ALARM SETTING AT 5% LEL HIGH-HIGH ALARM SETTING AT 17% LEL
45HT-6A	0474	COMBUSTIBLE GAS DETECTOR - EXTRACT DUCT HIGH ALARM SETTING AT 5% LEL HIGH-HIGH ALARM SETTING AT 17% LEL
45HT-6B	0474	COMBUSTIBLE GAS DETECTOR - EXTRACT DUCT HIGH ALARM SETTING AT 5% LEL HIGH-HIGH ALARM SETTING AT 17% LEL
45HT-6C	0474	COMBUSTIBLE GAS DETECTOR - EXTRACT DUCT HIGH ALARM SETTING AT 5% LEL HIGH-HIGH ALARM SETTING AT 17% LEL
45HT-6D	0474	COMBUSTIBLE GAS DETECTOR - EXTRACT DUCT HIGH ALARM SETTING AT 5% LEL HIGH-HIGH ALARM SETTING AT 17% LEL
45SCC-A	0426	SMOKE DETECTOR-PEECC WIRED TO LOCAL TURBINE CONTROL PANEL 24VDC/40MA DEVICE
45SCC-B	0426	SMOKE DETECTOR-PEECC WIRED TO LOCAL TURBINE CONTROL PANEL 24VDC/40MA DEVICE
45SCC-E	0426	SMOKE DETECTOR-PEECC WIRED TO LOCAL TURBINE CONTROL PANEL LOCATED IN BATTERY COMPARTMENT 24VDC/40MA DEVICE
49WS-1	0461	WATER WASH SKID HEATER OVERLOAD (INTEGRAL PART OF 23WS-1)



	GENERAL ELECTRIC COMPANY		SIZE	CAGE CODE	DWG NO
			A		216A1232
DRAWN	KAPIL BHARDWAJ 2005-11-08		SCALE	NONE	SHEET
ISSUED	K.S.LOKENBERG 2005-11-10				



Device	System	Settings
4WW	0461	WATER WASH MASTER CONTROL RELAY CONTROL SIGNAL NAME IS L4WWX. WIRE TO MK V / MK VI. MK V / MK VI OUTPUT SIGNAL IS DRY CONTACT.
62FP-1A	0426	FIRE PROTECTION-TIMER RESET SWITCH (FOR ALL ZONES) NORM=(1) NO; SWITCH TO RESET SYSTEM AFTER CO2 DISCHARGE IN ZONE 1
62FP-2A	0426	FIRE PROTECTION-CO2 TIMER RESET SWITCH (ZONE 2) NORM=(1) NO; SWITCH TO RESET SYSTEM AFTER CO2 DISCHARGE IN ZONE 2
62FP-3A	0426	FIRE PROTECTION-CO2 TIMER RESET SWITCH (ZONE 3) NORM=(1) NO; SWITCH TO RESET SYSTEM AFTER CO2 DISCHARGE IN ZONE 3
63AD-4	0419	APU LOW PRESSURE SWITCH DECREASING: 85.00+-5.000 PSIG OR 5.976+-0.3515 KG/CM2G APU LOW PRESSURE ALARM. INDICATES INSUFFICIENT AIR AVAILABLE FOR NORMAL DEVICE OPERATION. OPENS TO ALARM. SIGNAL NAME IS L63AD4. WIRE TO MKV / MK VI.
63AG-1	0436	GEAR/LOAD COMPT AIR PRESSURE SWITCH DECREASING: 0.4000 INH2O OR 10.16 MMH2O NORM=NO-CEC;
63AG-2	0436	GEAR/LOAD COMPT AIR PRESSURE SWITCH DECREASING: 0.4000 INH2O OR 10.16 MMH2O NORM=NO-CEC;
63AT-1	0436	TURBINE COMPARTMENT PRESSURE SWITCH DECREASING: 0.4000 INH2O OR 10.16 MMH2O NORM=NO-CEC;
63AT-2	0436	TURBINE COMPARTMENT PRESSURE SWITCH DECREASING: 0.4000 INH2O OR 10.16 MMH2O NORM=NO-CEC;
63AT-3	0436	ACCESSORY COMPARTMENT PRESSURE LOW ALARM DECREASING: 0.4000 INH2O OR 10.16 MMH2O NORM=NO-CEC;
63AT-4	0436	ACCESSORY COMPARTMENT PRESSURE LOW ALARM DECREASING: 0.4000 INH2O OR 10.16 MMH2O NORM=NO-CEC;
63BN-1	0417	VENT AIR PRESSURE SWITCH-#2 BEARING AREA DECREASING: 4.500+-0.1000 INH2O OR 114.3+-2.540 MMH2O (INCREASING: 6.000+-0.3000 INH2O OR 152.4+-7.620 MMH2O) NORM=(1) NO;
63BN-2	0417	VENT AIR PRESSURE SWITCH-#2 BEARING AREA DECREASING: 4.500+-0.1000 INH2O OR 114.3+-2.540 MMH2O (INCREASING: 6.000+-0.3000 INH2O OR 152.4+-7.620 MMH2O) NORM=(1) NO;
63CA-1	0471	INLET AIR FILTER COMPRESSED AIR PRESSURE SWITCH DECREASING: 60.00+-5.000 PSIG OR 4.218+-0.3515 KG/CM2G NORM=(2) NO-CEC; CLOSED WHEN PRESSURIZED;
63CF-1	0440	COLLECTOR HSG VENT FILTER DIFF PRESSURE SWITCH INCREASING: 1.000+-0.0300 INH2O OR 25.40+-0.7620 MMH2O (DECREASING: 0.8000+-0.0300 INH2O OR 20.32+-0.7620 MMH2O) NORM=(1) NC-OEC; CONTACTS OPEN ON INCREASING FILTER D;
63ET-1	0492	EXHAUST DUCT PRESSURE HIGH HIGH INCREASING: 24.00+-0.5000 INH2O OR 609.6+-12.70 MMH2O NORM=(2) NC-OEC;

 GE Energy	GENERAL ELECTRIC COMPANY		SIZE	CAGE CODE	DWG NO
			A		216A1232
DRAWN	KAPIL BHARDWAJ 2005-11-08		SCALE	NONE	SHEET
ISSUED	K.S.LOKENBERG 2005-11-10				



Device	System	Settings
63ET-2	0492	EXHAUST DUCT PRESSURE HIGH HIGH INCREASING: 24.00+0.5000 INH2O OR 609.6+-12.70 MMH2O NORM=(2) NC-OEC;
63FGD-1	0422	FUEL GAS STRAINER DP SWITCH INCREASING: 15.00+-1.000 PSID OR 1.055+-0.0703 KG/CM2D (DECREASING: 13.75+-1.250 PSID OR 0.9667+-0.0879 KG/CM2D) NORM=(1) NC-OEC; SPDT;
63FP-11A	0426	FIRE PROTECTION-CO2 SELECTOR VLV ACTUATION PRESS SWITCH INCREASING: 50.00 PSIG OR 3.515 KG/CM2G NORM=(2) NO-CES; MANUAL RESET REQUIRED; CONTACT CLOSSES WHEN CO2 PRESSURE IN ZONE 1 ACTUATION LINE RISES ABOVE PRIMARY SETTING
63FP-12A	0426	FIRE PROTECTION-CO2 SELECTOR VLV ACTUATION PRESS SWITCH INCREASING: 50.00 PSIG OR 3.515 KG/CM2G NORM=(2) NO-CES; MANUAL RESET REQUIRED; CONTACT CLOSSES WHEN CO2 PRESSURE IN ZONE 2 ACTUATION LINE RISES ABOVE PRIMARY SETTING
63FP-13A	0426	FIRE PROTECTION-CO2 SELECTOR VLV ACTUATION PRESS SWITCH INCREASING: 50.00 PSIG OR 3.515 KG/CM2G NORM=(2) NO-CES; MANUAL RESET REQUIRED; CONTACT CLOSSES WHEN CO2 PRESSURE IN ZONE 3 ACTUATION LINE RISES ABOVE PRIMARY SETTING
63FP-1A	0426	FIRE PROTECTION-LOW PRESSURE ALARM SWITCH DECREASING: 275.0+-5.000 PSIG OR 19.33+-0.3515 KG/CM2G (INCREASING: 325.0+-5.000 PSIG OR 22.85+-0.3515 KG/CM2G) NORM=(1) NO; ABNORMAL PRESS ALARM. CONTACT CLOSSES WHEN CO2 PRESS MOVES ABOVE OR BELOW SETTINGS.
63FP-1D	0426	FIRE PROTECTION-PILOT LINE SUPERVISORY PRESSURE SWITCH DECREASING: 250.0 PSIG OR 17.58 KG/CM2G NORM=(1) NC-OEC; CONTACT OPENS WHEN PILOT LINE PRESSURE FALLS
63FP-4A	0426	FIRE PROTECTION-REFRIGERANT VALVE CONTROL PRESS SWITCH INCREASING: 310.0+-5.000 PSIG OR 21.80+-0.3515 KG/CM2G (DECREASING: 290.0+-5.000 PSIG OR 20.39+-0.3515 KG/CM2G) NORM=(1) NO-CEC; SWITCH CLOSSES WHEN CO2 PRES RISES ABOVE SETTING&OPENS WHEN CO2 PRES FALLS BELOW 2NDARY SETTING.
63FP-5A	0426	FIRE PROTECTION-REFRIGERANT HIGH PRESSURE SWITCH INCREASING: 395.0 PSIG OR 27.77 KG/CM2G (DECREASING: 335.0 PSIG OR 23.55 KG/CM2G) NORM=(1) NC; OPENS WHEN PRESS RISES ABOVE PRIMARY. CLOSSES WHEN PRESS FALLS BELOW 2NDARY. NOT PROVIDED ON 1HP 1PHASE UNITS
63FP-6A	0426	FIRE PROTECTION-REFRIGERANT LOW PRESSURE SWITCH DECREASING: 6.000 PSIG OR 0.4218 KG/CM2G (INCREASING: 18.00 PSIG OR 1.266 KG/CM2G) NORM=(1) NC; OPENS WHEN REFR PRESS FALLS BELOW PRI SETTING. CLOSSES WHEN REFR PRESS RISES ABOVE 2NDARY SETTING
63GCF-A	4007	GAS COALESCING FILTER DIFFERENTIAL PRESSURE SWITCH 0 - 15 PSID, PRESSURE SWITCH TO BE SET AT 10 PSID, OPEN TO ALARM MARK-V/VI.



<p>GENERAL ELECTRIC COMPANY</p>		<p>SIZE</p> <p>A</p>	<p>CAGE CODE</p>	<p>DWG NO</p> <p>216A1232</p>
<p>DRAWN</p> <p>KAPIL BHARDWAJ 2005-11-08</p>		<p>SCALE</p> <p>NONE</p>		<p>SHEET</p>
<p>ISSUED</p> <p>K.S.LOKENBERG 2005-11-10</p>				





Device	System	Settings
63GCF-B	4007	GAS COALESCING FILTER DIFFERENTIAL PRESSURE SWITCH 0 - 15 PSID, PRESSURE SWITCH TO BE SET AT 10 PSID, OPEN TO ALARM MARK- V/VI.
63GH-1	4028	HIGH GENERATOR CASING PRESSURE INCREASING: 34.00 PSIG OR 2.390 KG/CM2G (DECREASING: 33.00 PSIG OR 2.320 KG/CM2G)
63GL-1	4028	LOW GENERATOR CASING PRESSURE DECREASING: 28.00+-1.000 PSIG OR 1.969+-0.0703 KG/CM2G (INCREASING: 29.00+-2.000 PSIG OR 2.039+-0.1406 KG/CM2G) NORM=(2) NO-CEC; NO CONTACT OPENS ON LOW CASING; PRESSURE
63HF-1	0434	HYDRAULIC OIL FILTER DIFF PRESSURE ALARM INCREASING: 100.0+-3.000 PSID OR 7.031+-0.2109 KG/CM2D (DECREASING: 80.00+-10.00 PSID OR 5.625+-0.7031 KG/CM2D) NORM=(1) NC-OEC;
63HF-2	0434	HYDRAULIC FILTER DIFF PRESSURE ALARM INCREASING: 100.0+-3.000 PSID OR 7.031+-0.2109 KG/CM2D (DECREASING: 80.00+-10.00 PSID OR 5.625+-0.7031 KG/CM2D) NORM=(1) NC-OEC;
63HG-1	0418	HYDRAULIC OIL TRIP PRESSURE SW GAS STOP VALV DECREASING: 20.00+-2.000 PSIG OR 1.406+-0.1406 KG/CM2G (INCREASING: 22.00+-2.000 PSIG OR 1.547+-0.1406 KG/CM2G) NORM=(1) NO-CEC;
63HG-2	0418	HYDRAULIC OIL TRIP PRESSURE SW GAS STOP VALV DECREASING: 20.00+-2.000 PSIG OR 1.406+-0.1406 KG/CM2G (INCREASING: 22.00+-2.000 PSIG OR 1.547+-0.1406 KG/CM2G) NORM=(1) NO-CEC;
63HG-3	0418	HYDRAULIC OIL TRIP PRESSURE SW GAS STOP VALV DECREASING: 20.00+-2.000 PSIG OR 1.406+-0.1406 KG/CM2G (INCREASING: 22.00+-2.000 PSIG OR 1.547+-0.1406 KG/CM2G) NORM=(1) NO-CEC;
63HQ-1A	0434	HYDRAULIC OIL SUPPLY PRESSURE SWITCH DECREASING: 1450+-25.00 PSIG OR 101.9+-1.758 KG/CM2G (INCREASING: 1550+-25.00 PSIG OR 109.0+-1.758 KG/CM2G) NORM=(1) NO-CEC;
63HQ-1B	0434	HYDRAULIC OIL SUPPLY PRESSURE SWITCH DECREASING: 1450+-25.00 PSIG OR 101.9+-1.758 KG/CM2G (INCREASING: 1550+-25.00 PSIG OR 109.0+-1.758 KG/CM2G) NORM=(1) NO-CEC;
63HQ-6A	0434	LOW HYDRAULIC OIL PUMP PH1-1 INLET PRESSURE DECREASING: 10.00+-1.000 PSIG OR 0.7031+-0.0703 KG/CM2G (INCREASING: 12.00+-1.000 PSIG OR 0.8437+-0.0703 KG/CM2G) NORM=(1) NO-CEC;
63HQ-6B	0434	LOW HYDRAULIC OIL PUMP PH2-1 INLET PRESSURE DECREASING: 10.00+-1.000 PSIG OR 0.7031+-0.0703 KG/CM2G (INCREASING: 12.00+-1.000 PSIG OR 0.8437+-0.0703 KG/CM2G) NORM=(1) NO-CEC;
63QA-1A	0416	LUBE OIL BEARING HEADER PRESSURE SWITCH-AUX PUMP START DECREASING: 83.00+-2.000 PSIG OR 5.835+-0.1406 KG/CM2G (INCREASING: 91.00+-2.000 PSIG OR 6.398+-0.1406 KG/CM2G) NORM=(1) NO-CEC;



	GENERAL ELECTRIC COMPANY		SIZE	CAGE CODE	DWG NO
			A		216A1232
DRAWN	KAPIL BHARDWAJ 2005-11-08		SCALE	NONE	SHEET
ISSUED	K.S.LOKENBERG 2005-11-10				



SIZE **A** DWG NO

216A1232

SH 17

REV A



Device	System	Settings
63QA-1B	0416	LUBE OIL BEARING HEADER PRESSURE SWITCH DECREASING: 83.00+-2.000 PSIG OR 5.835+-0.1406 KG/CM2G (INCREASING: 91.00+-2.000 PSIG OR 6.398+-0.1406 KG/CM2G) NORM=(1) NO-CEC;
63QB-1	0434	BEARING LIFT OIL SUPPLY PRESSURE DECREASING: 3125+-25.00 PSIG OR 219.7+-1.758 KG/CM2G (INCREASING: 3300+-25.00 PSIG OR 232.0+-1.758 KG/CM2G) NORM=(1) NO-CEC;
63QE-1	0416	EMERGENCY LUBE OIL PUMP RUNNING INCREASING: 10.00+-1.000 PSIG OR 0.7031+-0.0703 KG/CM2G (DECREASING: 8.000+-1.000 PSIG OR 0.5625+-0.0703 KG/CM2G) NORM=(1) NO-CEC;
63QQ-21	0416	MAIN LUBE OIL FILTER DIFFERENTIAL PRESSURE-ALARM INCREASING: 15.00+-1.000 PSID OR 1.055+-0.0703 KG/CM2D (DECREASING: 12.00+-2.000 PSID OR 0.8437+-0.1406 KG/CM2D) NORM=(1) NC-OEC;
63QQ-22	0416	MAIN LUBE OIL FILTER DIFFERENTIAL PRESSURE-ALARM INCREASING: 15.00+-1.000 PSID OR 1.055+-0.0703 KG/CM2D (DECREASING: 12.00+-2.000 PSID OR 0.8437+-0.1406 KG/CM2D) NORM=(1) NC-OEC;
63QT-2A	0416	LOW LUBE OIL PRESSURE-TRIP LOAD DECREASING: 8.000+-1.000 PSIG OR 0.5625+-0.0703 KG/CM2G (INCREASING: 10.00+-1.000 PSIG OR 0.7031+-0.0703 KG/CM2G)
63QT-2B	0416	LOW LUBE OIL PRESSURE-TRIP LOAD DECREASING: 8.000+-1.000 PSIG OR 0.5625+-0.0703 KG/CM2G (INCREASING: 10.00+-1.000 PSIG OR 0.7031+-0.0703 KG/CM2G)
63QV-1	0416	LUBE OIL TANK AIR PRESSURE SWITCH INCREASING: 4.000+-0.1000 INH2O OR 101.6+-2.540 MMH2O (DECREASING: 3.600+-0.1000 INH2O OR 91.44+-2.540 MMH2O) NORM=(1) NO-CEC;
63SA-1	0440	SEAL OIL DIFFERENTIAL PRESSURE-ALARM DECREASING: 4.500+-0.2000 PSID OR 0.3164+-0.0141 KG/CM2D
63ST-1A	0440	SEAL OIL DIFFERENTIAL PRESSURE-TRIP(SHUTDOWN) DECREASING: 3.500+-0.2000 PSID OR 0.2461+-0.0141 KG/CM2D
63ST-1B	0440	SEAL OIL DIFFERENTIAL PRESSURE-TRIP(SHUTDOWN) DECREASING: 3.500+-0.2000 PSID OR 0.2461+-0.0141 KG/CM2D
63TF-1	0471	TURBINE INLET AIR FILTER-EXCESSIVE PRESSURE DROP ALARM INCREASING: 6.000+-0.2500 INH2O OR 152.4+-6.350 MMH2O NORM=(2) NC-OEC;
63TF-2A	0471	TURBINE INLET AIR FILTER-EXCESSIVE PRESSURE DROP INCREASING: 8.000+-0.2500 INH2O OR 203.2+-6.350 MMH2O NORM=(2) NC-OEC;
63TF-2B	0471	TURBINE INLET AIR FILTER-EXCESSIVE PRESSURE DROP INCREASING: 8.000+-0.2500 INH2O OR 203.2+-6.350 MMH2O NORM=(2) NC-OEC;
63TK-1	0417	TURBINE SHELL & EXHAUST FRAME BLOWER DSCH PRESSURE SW DECREASING: 25.00+-0.8000 INH2O OR 635.0+-20.32 MMH2O (INCREASING: 28.00+-0.8000 INH2O OR 711.2+-20.32 MMH2O) NORM=(1) NO;
63TK-2	0417	TURBINE SHELL & EXHAUST FRAME BLOWER DSCH PRESSURE SW DECREASING: 25.00+-0.8000 INH2O OR 635.0+-20.32 MMH2O (INCREASING: 28.00+-0.8000 INH2O OR 711.2+-20.32 MMH2O) NORM=(1) NO;



	GENERAL ELECTRIC COMPANY		SIZE	CAGE CODE	DWG NO
			A		216A1232
DRAWN	KAPIL BHARDWAJ 2005-11-08		SCALE	NONE	SHEET
ISSUED	K.S.LOKENBERG 2005-11-10				



SIZE **A** DWG NO

216A1232

SH 18

REV A



Device	System	Settings
63TW-1	0461	TURBINE/COMPRESSOR WASH WATER PRESSURE DECREASING: 93.00+-2.000 PSIG OR 6.539+-0.1406 KG/CM2G NORM=(2) NO-CEC;
63TW-2	0461	TURBINE/COMPRESSOR WASH WATER PRESSURE-PUMP TRIP INCREASING: 4.000 INHG OR 101.6 MMHG NORM=NC-OEC; OPENS ON INCREASING VACUUM 4 INHGV (DEC PRESS) CLOSED AT ATMOSPHERIC PRESSURE.
65EP-3	0432	ELECTRO-PNEUMATIC TRANSDUCER POSITIONER INPUT: 4.0MA FOR VA20-1 FULL OPEN 20.0MA FOR VA20-1 FULL CLOSED
65GC-1	0422	GAS CONTROL VALVE SERVO VALVE RATED FLOW: 10.00 GPM AT 1000 PSID
65GC-2	0422	GAS CONTROL VALVE SERVO VALVE RATED FLOW: 10.00 GPM AT 1000 PSID
65GC-3	0422	GAS CONTROL VALVE SERVO VALVE RATED FLOW: 10.00 GPM AT 1000 PSID
65GC-4	0422	GAS CONTROL VALVE SERVO VALVE RATED FLOW: 10.00 GPM AT 1000 PSID
71GCF-1A	4007	GAS COALESCING FILTER LEVEL ALARM, LOWER SECTION 125VDC, 0.5A
71GCF-1B	4007	GAS COALESCING FILTER LEVEL ALARM, LOWER SECTION 125VDC, 0.5A
71GCF-2A	4007	GAS COALESCING FILTER LEVEL ALARM, UPPER SECTION 125VDC, 0.5A,
71GCF-2B	4007	GAS COALESCING FILTER LEVEL ALARM, UPPER SECTION 125VDC, 0.5A,
71GCF-3A	4007	GAS COALESCING FILTER LEVEL HIGH HIGH TRIP UPPER SECTION 125VDC, 0.5A
71GCF-3B	4007	GAS COALESCING FILTER LEVEL HIGH HIGH TRIP UPPER SECTION 125VDC, 0.5A
71GCF-4A	4007	GAS COALESCING FILTER LEVEL HIGH HIGH TRIP UPPER SECTION 125VDC, 0.5A
71GCF-4B	4007	GAS COALESCING FILTER LEVEL HIGH HIGH TRIP UPPER SECTION 125VDC, 0.5A
71GS-1	0484	HIGH GAS SCRUBBER LEVEL 125VDC SPDT 0.5 AMP CONTINUOUS SERVICE OPEN CONTACT TO ALARM TCP
71GS-2A	0484	HIGH GAS SCRUBBER LEVEL TRIP 125VDC SPDT 0.5 AMP CONTINUOUS SERVICE OPEN CONTACT TO TRIP TCP
71GS-2B	0484	HIGH GAS LEV 125VDC 0.5 AMP CONTINUOUS SERVICE SPDT OPEN CONTACT TO TRIP TCP



	GENERAL ELECTRIC COMPANY		SIZE	CAGE CODE	DWG NO
			A		216A1232
DRAWN	KAPIL BHARDWAJ 2005-11-08		SCALE	NONE	SHEET
ISSUED	K.S.LOKENBERG 2005-11-10				





Device	System	Settings
71QH-1	0416	HIGH LUBE OIL LEVEL-ALARM NORM=(1) NC-OEC; INCREASING 3.000 +- 0.250`` (76.2 +- 6.35 MM) DECREASING 1.500 +- 0.500`` (38.1 +- 12.7 MM)
71QL-1	0416	LOW LUBE OIL LEVEL-ALARM NORM=(1) NO-CEC; DECREASING 2.000 +- 0.250`` (-50.8 +- 6.35 MM) INCREASING 1.500 +- 0.500`` (-38.1 +- 12.7 MM)
71QL-2	0416	LOW LUBE OIL LEVEL-ALARM NORM=(1) NO-CEC; DECREASING 3.000 +- 0.250`` (-76.2 +- 6.35 MM) INCREASING 1.500 +- 0.500`` (-38.1 +- 12.7 MM)
71SD-1	0440	SEAL OIL DRAIN ENLARGEMENT LEVEL NORM=(2) NC-OEC; SPDT CONTACTS WIRED OUT;
71TW-1	0461	WATER TANK WATER LEVEL CONTROL NORM=(2) NC-OEC; DECREASING: 15+-1 IN H2O OR 0.0381 +- 0.0025 KG/CM2 MAGNETICIC LEVEL SWITCH SET 15 INCHES ABOVE THE BOTTOM OF THE WATER TANK.
71WG-1	0440	HIGH WATER (LIQUID) LEVEL IN GENERATOR NORM=(2) NC-OEC; OPENS AT 5.12 INCH SETPOINT;
71WG-2	0440	HIGH WATER (LIQUID) LEVEL IN GENERATOR NORM=(2) NC-OEC; OPENS AT 7.88 INCH SETPOINT;
77HT-1	0415	HIGH PRESSURE SET MAGNETIC PICKUP (OVERSPEED) GAP: 0.0500+-0.0050 IN OR 1.270+-0.1270 MM
77HT-2	0415	HIGH PRESSURE SET MAGNETIC PICKUP (OVERSPEED) GAP: 0.0500+-0.0050 IN OR 1.270+-0.1270 MM
77HT-3	0415	HIGH PRESSURE SET MAGNETIC PICKUP (OVERSPEED) GAP: 0.0500+-0.0050 IN OR 1.270+-0.1270 MM
77NH-1	0415	HIGH PRESSURE SET MAGNETIC PICKUP-SPEED GAP: 0.0500+-0.0050 IN OR 1.270+-0.1270 MM
77NH-2	0415	HIGH PRESSURE SET MAGNETIC PICKUP-SPEED GAP: 0.0500+-0.0050 IN OR 1.270+-0.1270 MM
77NH-3	0415	HIGH PRESSURE SET MAGNETIC PICKUP-SPEED GAP: 0.0500+-0.0050 IN OR 1.270+-0.1270 MM
77RP-11	0415	SHAFT ANGULAR POSITION INDICATOR(KEYPHASOR)BEARING#1
80WW-1	0461	FLOW SWITCH-WATER WASH SKID NORM=(2) NC-OEC; CONTACT OPENS AT 2 GPM OR 0.45 M3/HR ON INCR FLOW WATER WASH FLOW EXISTS RELAY TO TURBINE CONTROL SYSTEM AND CONTROL SIGNAL NAME IS L80WWN. WIRE TO MK V / MK VI.
86WWX	0461	WATER WASH SKID TRIP ALARM RELAY CONTROL SIGNAL NAME IS L86WWX. WIRE TO MK V / MK VI.
88AD-1	0419	FAN MOTOR, APU HEAT EXCHANGER 0.5000 HP; 1725 RPM; 120 VAC; 1 PH; 60 HZ; COOLS APU HEAT EXCHANGER. MOTOR RATING MAY VARY PER ACTUAL DESIGN.
88BL-1	0436	COOLING AIR FAN MOTOR-LUBE OIL SKID 5.000 HP; 1475 RPM; 480 VAC; 3 PH; 60 HZ;
88BL-2	0436	COOLING AIR FAN MOTOR-LUBE OIL SKID 5.000 HP; 1475 RPM; 480 VAC; 3 PH; 60 HZ;



	GENERAL ELECTRIC COMPANY		SIZE	CAGE CODE	DWG NO
			A		216A1232
DRAWN	KAPIL BHARDWAJ 2005-11-08		SCALE	NONE	SHEET
ISSUED	K.S.LOKENBERG 2005-11-10				





Device	System	Settings
88BN-1	0417	COOLING AIR FAN MOTOR-#2 BEARING AREA 7.500 HP; 1780 RPM; 460 VAC; 3 PH; 60 HZ;
88BN-2	0417	COOLING AIR FAN MOTOR-#2 BEARING AREA 7.500 HP; 1780 RPM; 460 VAC; 3 PH; 60 HZ;
88BT-1	0436	COOLING AIR FAN MOTOR-TURBINE COMPARTMENT 25.00 HP; 1175 RPM; 460 VAC; 3 PH; 60 HZ;
88BT-2	0436	COOLING AIR FAN MOTOR-TURBINE COMPARTMENT 25.00 HP; 1175 RPM; 460 VAC; 3 PH; 60 HZ;
88ES-1	0416	EMERGENCY SEAL OIL PUMP MOTOR 10.00 HP; 3600 RPM; 120 VDC;
88FP-1A	0426	FIRE PROTECTION-CO2 REFRIGERATION COMPRESSOR MOTOR 1.000 HP; 1750 RPM; 460 VAC; 3 PH; 60 HZ;
88FP-2A	0426	FIRE PROTECTION-CONDENSER FAN POWERED INTERNALLY BY CO2 SKID 1/2 HP MAX. RPM VARIES
88HQ-1	0434	HYDRAULIC SUPPLY PUMP MOTOR 60.00 HP; 1800 RPM; 460 VAC; 3 PH; 60 HZ;
88HQ-2	0434	HYDRAULIC SUPPLY PUMP MOTOR 60.00 HP; 1800 RPM; 460 VAC; 3 PH; 60 HZ;
88MH-1	0471	HOIST MOTOR 0.5000 HP; 120 VAC; 1 PH; 60 HZ;
88QA-1	0416	AUXILIARY LUBE OIL PUMP MOTOR 100.0 HP; 3600 RPM; 460 VAC; 3 PH; 60 HZ;
88QA-2	0416	AUXILIARY LUBE OIL PUMP MOTOR 100.0 HP; 3600 RPM; 460 VAC; 3 PH; 60 HZ;
88QE-1	0416	EMERGENCY LUBE OIL PUMP MOTOR 20.00 HP; 1750 RPM; 120 VDC;
88QS-1	0416	GENERATOR(AUXILIARY) SEAL OIL PUMP MOTOR 10.00 HP; 3600 RPM; 460 VAC; 3 PH; 60 HZ;
88QV-1A	0416	LUBE MIST SEPARATOR OR ELIMINATOR MOTOR 5.000 HP; 3600 RPM; 460 VAC; 3 PH; 60 HZ;
88QV-1B	0416	LUBE MIST SEPARATOR MOTOR 5.000 HP; 3600 RPM; 460 VAC; 3 PH; 60 HZ;
88TG-1	0421	TURNING GEAR MOTOR 5.000 HP; 1800 RPM; 480 VAC; 3 PH; 60 HZ;
88TK-1	0417	TURBINE SHELL & EXHAUST FRAME BLOWER MOTOR 75.00 HP; 3550 RPM; 460 VAC; 3 PH; 60 HZ;
88TK-2	0417	TURBINE SHELL & EXHAUST FRAME BLOWER MOTOR 75.00 HP; 3550 RPM; 460 VAC; 3 PH; 60 HZ;
88TW-1	0461	TURBINE/COMPRESSOR WASH WATER PUMP MOTOR 15.00 HP; 3600 RPM; 480 VAC; 3 PH; 60 HZ;
88VG-1	0436	LOAD COMPT COOLING AIR FAN MOTOR 5.000 HP; 1800 RPM; 460 VAC; 3 PH; 60 HZ;
88VG-2	0436	LOAD COMPT COOLING AIR FAN MOTOR 5.000 HP; 1800 RPM; 460 VAC; 3 PH; 60 HZ;
88VW-1	0461	WATER WASH UNIT VENT FAN MOTOR 0.5000 HP; 1725 RPM; 120 VAC; 1 PH; 60 HZ;
88WS-1	0461	WATER WASH SKID SPACE HEATER BLOWER MOTOR 0.1000 HP; 1550 RPM; 120 VAC; 1 PH; 60 HZ;
90LT-1	0420	COOLING WATER VALVE POSITION REGULATOR - LO HX 4 +/- 0.200 MA = 0% STROKE (B-L POSITION, FULL UP) 20 +/- 0.200 MA = 100% STROKE (B-R POSITION, FULL DOWN)



	GENERAL ELECTRIC COMPANY		SIZE	CAGE CODE	DWG NO
			A		216A1232
DRAWN	KAPIL BHARDWAJ 2005-11-08		SCALE	NONE	SHEET
ISSUED	K.S.LOKENBERG 2005-11-10				





Device	System	Settings
90SR-1	0422	STOP/SPEED RATIO VALVE SERVO VALVE RATED FLOW: 10.00 GPM AT 1000 PSID
90TV-1	0469	INLET GUIDE VANE SERVO VALVE RATED FLOW: 5.000 GPM AT 1000 PSIG
94F-1A	0426	FIRE PROTECTION TRIP CONTACT (ZONE 1) NORM=(1) NO-CEC; 125VDC CONTACT; CONTACT IS WIRED TO MCC AND CLOSSES UPON START OF PRE-DISCHARGE TIMER.
94F-1B	0426	FIRE PROTECTION TRIP CONTACT (ZONE 1) NORM=(1) NC-OEC; 125VDC CONTACT; CONTACT IS WIRED TO TCP AND OPENS UPON START OF CO2 DISCHARGE.
94F-2A	0426	FIRE PROTECTION TRIP CONTACT (ZONE 2) NORM=(1) NO-CEC; 125VDC CONTACT; CONTACT IS WIRED TO MCC AND CLOSSES UPON START OF PRE-DISCHARGE TIMER.
94F-2B	0426	FIRE PROTECTION TRIP CONTACT (ZONE 2) NORM=(1) NC-OEC; 125VDC CONTACT; CONTACT IS WIRED TO TCP AND OPENS UPON START OF CO2 DISCHARGE.
94F-3A	0426	FIRE PROTECTION TRIP CONTACT (ZONE 3) NORM=(1) NO-CEC; 125VDC CONTACT; CONTACT IS WIRED TO MCC AND CLOSSES UPON START OF PRE-DISCHARGE TIMER.
94F-3B	0426	FIRE PROTECTION TRIP CONTACT (ZONE 3) NORM=(1) NC-OEC; 125VDC CONTACT; CONTACT IS WIRED TO TCP AND OPENS UPON START OF CO2 DISCHARGE.
95FP-1	0440	GENERATOR AIR GAP FLUX PROBE
95SG-2	0415	IGNITION EXCITOR FOR 95SP-2 115VAC/230 VAC, 50/60HZ, 150VA MAX INPUT 1.5 MIN ON/1.5 MIN OFF/1.5 MIN ON/25 MIN OFF
95SG-3	0415	IGNITION EXCITER FOR 95SP-3 115VAC/230 VAC, 50/60HZ, 150VA MAX INPUT 1.5 MIN ON/1.5 MIN OFF/1.5 MIN ON/25 MIN OFF
95SP-2	0415	COMBUSTION CHAMBER SPARK PLUG
95SP-3	0415	COMBUSTION CHAMBER SPARK PLUG
96AP-1A	0492	BAROMETRIC PRESSURE TRANSMITTER 4.000+-0.2000 MA= 22.00 INHG OR 558.8 MMHG 20.00+-0.2000 MA= 37.00 INHG OR 939.8 MMHG
96AP-1B	0492	BAROMETRIC PRESSURE TRANSMITTER 4.000+-0.2000 MA= 22.00 INHG OR 558.8 MMHG 20.00+-0.2000 MA= 37.00 INHG OR 939.8 MMHG
96AP-1C	0492	BAROMETRIC PRESSURE TRANSMITTER 4.000+-0.2000 MA= 22.00 INHG OR 558.8 MMHG 20.00+-0.2000 MA= 37.00 INHG OR 939.8 MMHG
96BD-1	0492	COMPRESSOR BELLMOUTH DIFFERENTIAL PRESSURE TRANSMITTER 4.000 MA= 0.0 INH2O OR 0.0 MMH2O 20.00 MA= 138.5 INH2O OR 351.8 MMH2O
96BH-1	0432	INLET HTG CV UPSTREAM PRESSURE TRANSMITTER 4.000+-0.2000 MA= 0.0 PSIG OR 0.0 KG/CM2G 20.00+-0.2000 MA= 300.0 PSIG OR 21.09 KG/CM2G
96BH-2	0432	INLET HTG CV DOWNSTREAM PRESSURE TRANSMITTER 4.000+-0.2000 MA= 0.0 PSIG OR 0.0 KG/CM2G 20.00+-0.2000 MA= 175.0 PSIG OR 12.30 KG/CM2G



	GENERAL ELECTRIC COMPANY		SIZE	CAGE CODE	DWG NO
			A		216A1232
DRAWN	KAPIL BHARDWAJ 2005-11-08		SCALE	NONE	SHEET
ISSUED	K.S.LOKENBERG 2005-11-10				



Device	System	Settings
96CD-1	0417	COMPRESSOR DISCH PRESSURE TRANSMITTER 4.000+-0.2000 MA= 0.0 PSIG OR 0.0 KG/CM2G 20.00+-0.2000 MA= 300.0 PSIG OR 21.09 KG/CM2G
96CD-1B	0417	COMPRESSOR DISCH PRESSURE TRANSMITTER 4.000+-0.2000 MA= 0.0 PSIG OR 0.0 KG/CM2G 20.00+-0.2000 MA= 300.0 PSIG OR 21.09 KG/CM2G
96CD-1C	0417	COMPRESSOR DISCH PRESSURE TRANSMITTER 4.000+-0.2000 MA= 0.0 PSIG OR 0.0 KG/CM2G 20.00 MA= 300.0 PSIG OR 21.09 KG/CM2G
96CS-1	0492	INLET AIR TOTAL PRESSURE TRANSMITTER 4.000+-0.2000 MA= 0.0 INH2O OR 0.0 MMH2O 20.00+-0.2000 MA= 11.10 INH2O OR 281.9 MMH2O
96EP-1	0492	EXHAUST PRESSURE TRANSMITTER 4.000 MA= 0.0 INH2O OR 0.0 MMH2O 20.00 MA= 27.70 INH2O OR 703.6 MMH2O
96FG-1	0422	GAS FUEL UPSTREAM PRESSURE TRANSMITTER 4.000+-0.2000 MA= 0.0 PSIG OR 0.0 KG/CM2G 20.00+-0.2000 MA= 600.0 PSIG OR 42.18 KG/CM2G
96FG-2A	0422	INTERSTAGE FUEL GAS PRESSURE TRANSMITTER 4.000+-0.2000 MA= 0.0 PSIG OR 0.0 KG/CM2G 20.00+-0.2000 MA= 500.0 PSIG OR 35.15 KG/CM2G
96FG-2B	0422	INTERSTAGE FUEL GAS PRESSURE TRANSMITTER 4.000+-0.2000 MA= 0.0 PSIG OR 0.0 KG/CM2G 20.00+-0.2000 MA= 500.0 PSIG OR 35.15 KG/CM2G
96FG-2C	0422	INTERSTAGE FUEL GAS PRESSURE TRANSMITTER 4.000+-0.2000 MA= 0.0 PSIG OR 0.0 KG/CM2G 20.00+-0.2000 MA= 500.0 PSIG OR 35.15 KG/CM2G
96FM-1	0422	MULTIVARIABLE TRANSMITTER 4.000 MA= 0.0 PPS OR 0.0 KG/SEC 20.00 MA= 50.00 PPS OR 22.68 KG/SEC MULTIVARIABLE FLOW TRANSMITTER - RTD REQUIRED BUT NOT WIRED TO THE CONTROL SYSTEM DIRECTLY
96FM-TL	0422	GAS FUEL FLOW INPUT 4.000 MA= 0.0 PPS OR 0.0 KG/SEC 20.00 MA= 50.00 PPS OR 22.68 KG/SEC GAS FUEL MASS FLOW INPUT FROM THE 96FM-1 FLOW METERING TUBE CONVERTED BY THE TRI LOOP TRANSMITTER
96FM-TL-CH1	0422	GAS FUEL METERING TUBE DIFF PRESS INPUT 4.000 MA= 0.0 INH2O OR 0.0 MMH2O 20.00 MA= 200.0 INH2O OR 5080 MMH2O GAS FUEL METERING TUBE DIFF PRESSURE INPUT FROM THE 96FM-1 FLOW METERING TUBE CONVERTED BY THE TRI LOOP TRANSMITTER
96FM-TL-CH2	0422	GAS FUEL METERING TUBE UPSTREAM PRESS INPUT 4.000 MA= 0.0 PSIG OR 0.0 KG/CM2G 20.00 MA= 500.0 PSIG OR 35.15 KG/CM2G GAS FUEL METERING TUBE UPSTREAM PRESSURE INPUT FROM THE 96FM-1 FLOW METERING TUBE CONVERTED BY THE TRI LOOP TRANSMITTER
96FM-TL-CH3	0422	GAS FUEL METERING TUBE TEMPERATURE INPUT 4.000 MA= 0.0 F OR -17.78 C 20.00 MA= 400.0 F OR 204.4 C GAS FUEL METERING TUBE TEMPERATURE INPUT FROM THE 96FM-1 FLOW METERING TUBE CONVERTED BY THE TRI LOOP TRANSMITTER

 GE Energy	GENERAL ELECTRIC COMPANY		SIZE	CAGE CODE	DWG NO
			A		216A1232
DRAWN	KAPIL BHARDWAJ 2005-11-08		SCALE	NONE	SHEET
ISSUED	K.S.LOKENBERG 2005-11-10				

SIZE

A

DWG NO

216A1232

SH

23

REV

A



Device	System	Settings
96GC-1	0422	FUEL GAS CONTROL VALVE LVDT 0% STROKE = 0.7 VAC 100% STROKE = 3.5 VAC
96GC-2	0422	FUEL GAS CONTROL VALVE LVDT 0% STROKE = 0.7 VAC 100% STROKE = 3.5 VAC
96GC-3	0422	FUEL GAS CONTROL VALVE LVDT 0% STROKE = 0.7 VAC 100% STROKE = 3.5 VAC
96GC-4	0422	FUEL GAS CONTROL VALVE LVDT 0% STROKE = 0.7 VAC 100% STROKE = 3.5 VAC
96GC-5	0422	FUEL GAS CONTROL VALVE LVDT 0% STROKE = 0.7 VAC 100% STROKE = 3.5 VAC
96GC-6	0422	FUEL GAS CONTROL VALVE LVDT 0% STROKE = 0.7 VAC 100% STROKE = 3.5 VAC
96GC-7	0422	FUEL GAS CONTROL VALVE LVDT 0% STROKE = 0.7 VAC 100% STROKE = 3.5 VAC
96GC-8	0422	FUEL GAS CONTROL VALVE LVDT 0% STROKE = 0.7 VAC 100% STROKE = 3.5 VAC
96GN-1	0422	GAS FUEL NOZZLE PRESSURE RATIO TRANSMITTER 4.000 MA= -20.00 PSID OR -1.406 KG/CM2D 20.00 MA= 120.0 PSID OR 8.437 KG/CM2D COMPARING PCD TO MANIFOLD PRESSURE PM1
96GN-2	0422	GAS FUEL NOZZLE PRESSURE RATIO TRANSMITTER 4.000 MA= -20.00 PSID OR -1.406 KG/CM2D 20.00 MA= 120.0 PSID OR 8.437 KG/CM2D COMPARING PCD TO MANIFOLD PRESSURE PM2
96GN-3	0422	GAS FUEL NOZZLE PRESSURE RATIO TRANSMITTER 4.000 MA= -20.00 PSID OR -1.406 KG/CM2D 20.00 MA= 120.0 PSID OR 8.437 KG/CM2D COMPARING PCD TO MANIFOLD PRESSURE PM3
96GN-4	0422	GAS FUEL NOZZLE PRESSURE RATIO TRANSMITTER 4.000 MA= -20.00 PSID OR -1.406 KG/CM2D 20.00 MA= 120.0 PSID OR 8.437 KG/CM2D COMPARING PCD TO MANIFOLD PRESSURE PM4
96HQ-1	0434	HYDRAULIC OIL SUPPLY PRESSURE TRANSMITTER 4.000 MA= 0.0 PSIG OR 0.0 KG/CM2G 20.00 MA= 2000 PSIG OR 140.6 KG/CM2G ALARM AT 1450 PSIG DECREAING
96QH-1	0416	LUBE OIL HEADER PRESSURE TRANSMITTER 4.000 MA= 0.0 PSIG OR 0.0 KG/CM2G 20.00 MA= 100.0 PSIG OR 7.031 KG/CM2G
96QL-1	0416	LUBE OIL TANK LEVEL TRANSMITTER 4.000 MA= 0.0 INH2O OR 0.0 MMH2O 20.00 MA= 30.00 INH2O OR 762.0 MMH2O

**GE Energy**

GENERAL ELECTRIC COMPANY

SIZE

A

CAGE CODE

DWG NO

216A1232

DRAWN

KAPIL BHARDWAJ 2005-11-08

ISSUED

K.S.LOKENBERG 2005-11-10

SCALE

NONE

SHEET



Device	System	Settings
96QQ-1	0416	LUBE OIL FILTER DELTA P TRANSMITTER 4.000 MA= 0.0 PSID OR 0.0 KG/CM2D 20.00 MA= 30.00 PSID OR 2.109 KG/CM2D
96QQ-2	0416	CONTROL OIL FILTER DELTA P TRANSMITTER 4.000 MA= 0.0 PSID OR 0.0 KG/CM2D 20.00 MA= 30.00 PSID OR 2.109 KG/CM2D
96RH-1	0440	RELATIVE HUMIDITY DETECTOR 120 VAC
96SR-1	0422	STOP/SPEED RATIO VALVE LVDT 0% STROKE = 0.7 VAC 100% STROKE = 3.5 VAC
96SR-2	0422	STOP/SPEED RATIO VALVE LVDT 0% STROKE = 0.7 VAC 100% STROKE = 3.5 VAC
96TD-1A	0471	DEW POINT SENSOR/TRANSMITTER 4.000+-0.5000 MA= -49.00 F OR -45.00 C 20.00+-0.5000 MA= 167.0 F OR 75.00 C
96TD-1B	0471	DEW POINT SENSOR/TRANSMITTER 4.000+-0.5000 MA= -49.00 F OR -45.00 C 20.00+-0.5000 MA= 167.0 F OR 75.00 C
96TD-1C	0471	DEW POINT SENSOR/TRANSMITTER 4.000+-0.5000 MA= -49.00 F OR -45.00 C 20.00+-0.5000 MA= 167.0 F OR 75.00 C
96TF-1A	0471	TURBINE INLET FILTER DIFF PRESSURE TRANSMITTER 4.000 MA= 0.0 INH2O OR 0.0 MMH2O 20.00 MA= 10.00 INH2O OR 254.0 MMH2O
96TH-1	0432	INLET HEATING CONTROL VALVE POSITION TRANSMITTER 4.000+-0.2000 MA= 0.0% OR 0.00% 20.00+-0.2000 MA= 100.0 % OR 100.0 %
96TV-1	0469	INLET GUIDE VANE LVDT LVDT SHALL PROVIDE POSITION SIGNAL OF 0.6 +/- 0.09 VRMS AT FULL LVDT EXTENSION. CALIBRATE TO PROVIDE SIGNAL OF 0.7 +/- 0.02 VRMS AT IGV FULL CLOSED (ACTUATOR EXTENDED). AT IGV FULL OPEN (ACTUATOR RETRACTED) SIGNAL SHALL BE BETWEEN 2.40 - 3.70 VRMS.
96TV-2	0469	INLET GUIDE VANE LVDT LVDT SHALL PROVIDE POSITION SIGNAL OF 0.6 +/- 0.09 VRMS AT FULL LVDT EXTENSION. CALIBRATE TO PROVIDE SIGNAL OF 0.7 +/- 0.02 VRMS AT IGV FULL CLOSED (ACTUATOR EXTENDED). AT IGV FULL OPEN (ACTUATOR RETRACTED) SIGNAL SHALL BE BETWEEN 2.
96VC-11	0415	SHAFT AXIAL POSN TRANSMITTER BEARING #1
96VC-12	0415	SHAFT AXIAL POSN TRANSMITTER BEARING #1
ACV1-1	0469	IGV HYDRAULIC CYLINDER ACTUATOR SLEW TIME: 5 +/-1 SECONDS
AH1-1	0434	HYDRAULIC OIL ACCUMULATOR PRECHARGE 800 PSI DRY NITROGEN, 5 GALLONS
AIT3350	4027	GENERATOR CONDITION TRANSMITTER 4.000 MA= 0.0 OR 0.0 20.00 MA= 100.0 OR 100.0 UNITS ARE % CONTAINS 3 ALARM CONTACTS; NORM= (3) CEC ALARM VAL.(30GMSVAL), GEN OVERHEATING(30GMSALARM) & FAULT(30GMFAULT).



	GENERAL ELECTRIC COMPANY		SIZE	CAGE CODE	DWG NO
			A		216A1232
DRAWN	KAPIL BHARDWAJ 2005-11-08		SCALE	NONE	SHEET
ISSUED	K.S.LOKENBERG 2005-11-10				



SIZE DWG NO

A

216A1232

SH

25

REV

A



Device	System	Settings
AL-27	0471	AC LIGHT-INLET AIR COMPARTMENT 120/230 V 60/50 HZ
AL-33A	0440	GENERATOR COMPARTMENT LIGHT 120 VAC
AL-33B	0440	GENERATOR COMPARTMENT LIGHT 120 VAC
AL-62	0461	AC LIGHT-WATER WASH SKID
AL-63	0461	AC LIGHT-WATER WASH SKID
AL-81	0461	AC LIGHT-WATER WASH SKID
AR-20	0471	AC RECEPTACLE-INLET FILTER COMPARTMENT 120/230 V 60/50 HZ
AR-50	0461	AC RECEPTACLE-WATER WASH SKID
ASW-10	0471	AC LIGHT SWITCH-INLET AIR COMPARTMENT 120/230 V 60/50 HZ
ASW-31	0461	AC LIGHT SWITCH-WATER WASH SKID
AT-HL-1	0436	AIR TEMPERATURE - LUBE OIL COMPARTMENT TYPE K THERMOCOUPLE 2 ELEMENTS; UNGROUNDED; SECOND ELEMENT SPARE
AT-HL-2	0436	AIR TEMPERATURE - LUBE OIL COMPARTMENT TYPE K THERMOCOUPLE 2 ELEMENTS; UNGROUNDED; SECOND ELEMENT SPARE
AT-ID-1	0471	AMBIENT TEMPERATURE TYPE K THERMOCOUPLE 2 ELEMENTS; UNGROUNDED;
AT-ID-10	0471	INLET DUCT TEMPERATURE THERMOCOUPLE TYPE K THERMOCOUPLE 2 ELEMENTS; UNGROUNDED;
AT-ID-2	0471	AMBIENT TEMPERATURE TYPE K THERMOCOUPLE 2 ELEMENTS; UNGROUNDED;
AT-ID-3	0471	AMBIENT TEMPERATURE TYPE K THERMOCOUPLE 2 ELEMENTS; UNGROUNDED;
AT-TC-1	0436	AIR TEMPERATURE-TURBINE COMPARTMENT TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
AT-TC-2	0436	AIR TEMPERATURE-TURBINE COMPARTMENT TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
AT-TC-3	0436	AIR TEMPERATURE-TURBINE COMPARTMENT TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
AT-TC-4	0436	AIR TEMPERATURE-TURBINE COMPARTMENT TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
AT-VS-1	0436	AIR TEMPERATURE- GAS MODULE TYPE K THERMOCOUPLE 2 ELEMENTS; UNGROUNDED; SECOND ELEMENT SPARE


GE Energy
 GENERAL ELECTRIC COMPANY

SIZE **A**
 CAGE CODE

DWG NO
 216A1232

DRAWN
 KAPIL BHARDWAJ 2005-11-08
 ISSUED
 K.S.LOKENBERG 2005-11-10

SCALE NONE

SHEET



SIZE **A** DWG NO

216A1232

SH
26

REV
A



Device	System	Settings
AT-VS-2	0436	AIR TEMPERATURE- GAS MODULE TYPE K THERMOCOUPLE 2 ELEMENTS; UNGROUNDED; SECOND ELEMENT SPARE
BT-GJ1-1A	0440	BEARING METAL TEMP-GENERATOR BEARING #1 TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; ONE HALF OF DUAL ELEMENT DEVICE - BT-GJ1-1 ALARMS @ 260 F
BT-GJ1-1B	0440	BEARING METAL TEMP-GENERATOR BEARING #1 TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; ONE HALF OF DUAL ELEMENT DEVICE - BT-GJ1-1 ALARMS @ 260 F
BT-GJ1-2A	0440	BEARING METAL TEMP-GENERATOR BEARING #1 TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; ONE HALF OF DUAL ELEMENT DEVICE - BT-GJ1-2 ALARMS @ 260 F
BT-GJ1-2B	0440	BEARING METAL TEMP-GENERATOR BEARING #1 TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; ONE HALF OF DUAL ELEMENT DEVICE - BT-GJ1-2 ALARMS @ 260 F
BT-GJ2-1A	0440	BEARING METAL TEMP-GENERATOR BEARING #2 TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; ONE HALF OF DUAL ELEMENT DEVICE - BT-GJ2-1 ALARMS @ 260 F
BT-GJ2-1B	0440	BEARING METAL TEMP-GENERATOR BEARING #2 TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; ONE HALF OF DUAL ELEMENT DEVICE - BT-GJ2-1 ALARMS @ 260 F
BT-GJ2-2A	0440	BEARING METAL TEMP-GENERATOR BEARING #2 TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; ONE HALF OF DUAL ELEMENT DEVICE - BT-GJ2-2 ALARMS @ 260 F
BT-GJ2-2B	0440	BEARING METAL TEMP-GENERATOR BEARING #2 TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; ONE HALF OF DUAL ELEMENT DEVICE - BT-GJ2-2 ALARMS @ 260 F
BT-J1-1A	0415	BEARING METAL TEMP-TURBINE BEARING #1 TYPE K THERMOCOUPLE 2 ELEMENTS; UNGROUNDED;
BT-J1-1B	0415	BEARING METAL TEMP-TURBINE BEARING #1 TYPE K THERMOCOUPLE 2 ELEMENTS; UNGROUNDED; SPARE



	GENERAL ELECTRIC COMPANY		SIZE	CAGE CODE	DWG NO
			A		216A1232
DRAWN	KAPIL BHARDWAJ 2005-11-08		SCALE	NONE	SHEET
ISSUED	K.S.LOKENBERG 2005-11-10				



SIZE **A** DWG NO

216A1232

SH 27

REV A



Device	System	Settings
BT-J1-2A	0415	BEARING METAL TEMP-TURBINE BEARING #1 TYPE K THERMOCOUPLE 2 ELEMENTS; UNGROUNDED;
BT-J1-2B	0415	BEARING METAL TEMP-TURBINE BEARING #1 TYPE K THERMOCOUPLE 2 ELEMENTS; UNGROUNDED; SPARE
BT-J2-1A	0415	BEARING METAL TEMP-TURBINE BEARING #2 TYPE K THERMOCOUPLE 2 ELEMENTS; UNGROUNDED;
BT-J2-1B	0415	BEARING METAL TEMP-TURBINE BEARING #2 TYPE K THERMOCOUPLE 2 ELEMENTS; UNGROUNDED; SPARE
BT-J2-2A	0415	BEARING METAL TEMP-TURBINE BEARING #2 TYPE K THERMOCOUPLE 2 ELEMENTS; UNGROUNDED;
BT-J2-2B	0415	BEARING METAL TEMP-TURBINE BEARING #2 TYPE K THERMOCOUPLE 2 ELEMENTS; UNGROUNDED; SPARE
BT-TA1-14A	0415	BEARING METAL TEMP-ACTIVE THRUST TYPE K THERMOCOUPLE 2 ELEMENTS; UNGROUNDED;
BT-TA1-14B	0415	BEARING METAL TEMP-ACITVE THRUST TYPE K THERMOCOUPLE 2 ELEMENTS; UNGROUNDED; SPARE
BT-TA1-7A	0415	BEARING METAL TEMP-ACTIVE THRUST TYPE K THERMOCOUPLE 2 ELEMENTS; UNGROUNDED;
BT-TA1-7B	0415	BEARING METAL TEMP-ACTIVE THRUST TYPE K THERMOCOUPLE 2 ELEMENTS; UNGROUNDED; SPARE
BT-TI1-4A	0415	BEARING METAL TEMP-THRUST INACTIVE TYPE K THERMOCOUPLE 2 ELEMENTS; UNGROUNDED;
BT-TI1-4B	0415	BEARING METAL TEMP-THRUST INACTIVE TYPE K THERMOCOUPLE 2 ELEMENTS; UNGROUNDED; SPARE
BT-TI1-8A	0415	BEARING METAL TEMP-THRUST INACTIVE TYPE K THERMOCOUPLE 2 ELEMENTS; UNGROUNDED;
BT-TI1-8B	0415	BEARING METAL TEMP-THRUST INACTIVE TYPE K THERMOCOUPLE 2 ELEMENTS; UNGROUNDED; SPARE
CK-1A	0434	CHECK VALVE
CK-1B	0434	CHECK VALVE
CK-2A	0434	CHECK VALVE
CK-2B	0434	CHECK VALVE



	GENERAL ELECTRIC COMPANY		SIZE	CAGE CODE	DWG NO
	GE Energy		A		216A1232
DRAWN	KAPIL BHARDWAJ 2005-11-08		SCALE	NONE	SHEET
ISSUED	K.S.LOKENBERG 2005-11-10				



SIZE

A

DWG NO

216A1232

SH

28

REV

A



Device	System	Settings
CM	0440	GENERATOR CORE MONITOR. REMOTE CONTROL PANEL CONTAINS 3 ALARM CONTACTS; ALARM VALIDATION, GEN OVERHEATING & FAULT.
CT-DA-1	0415	COMPRESSOR DISCHARGE THERMOCOUPLE TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
CT-DA-2	0415	COMPRESSOR DISCHARGE THERMOCOUPLE TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
CT-DA-3	0415	COMPRESSOR TEMP-DISCHARGE ANNULUS TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
CT-IF-1	0415	COMPRESSOR INLET THERMOCOUPLE TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
CT-IF-2	0415	COMPRESSOR INLET THERMOCOUPLE TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
CT-IF-3	0415	COMPRESSOR TEMP-INLET FLANGE TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
DHCP	4027	HYDROGEN CONTROL PANEL POWER SUPPLY HYDROGEN CONTROL PANEL SUPPLY POWER TO BE 120 VAC 60 HZ AND 600 WATTS. THIS EQUIPMENT IS TO BE POWERED BY A UPS. REFER TO ML-W1A FOR ADDITIONAL ELECTRICAL CONNECTION INFORMATION.
DT-GAC-23	0440	GENERATOR COLLECTOR-COLD AIR 100 OHM PLATINUM (DIN 43760) RTD 1 ELEMENT; ALARM = 113 F OR 45 C
DT-GAH-17	0440	GENERATOR COLLECTOR-HOT AIR 100 OHM PLATINUM (DIN 43760) RTD 1 ELEMENT; ALARM @ 20 C ABOVE AMBIENT
DT-GGC-10	0440	GENERATOR TEMP-COLD GAS COUPLING END 100 OHM PLATINUM (DIN 43760) RTD 1 ELEMENT; ALARM = 122 F
DT-GGC-11	0440	GENERATOR TEMP-COLD GAS COLLECTOR END 100 OHM PLATINUM (DIN 43760) RTD 1 ELEMENT; ALARM = 122 F
DT-GGC-12	0440	GENERATOR TEMP-COLD GAS COLLECTOR END 100 OHM PLATINUM (DIN 43760) RTD 1 ELEMENT; ALARM = 122 F
DT-GGC-13	0440	GENERATOR TEMP-COLD GAS COUPLING END 100 OHM PLATINUM (DIN 43760) RTD 1 ELEMENT; ALARM = 122 F
DT-GGH-28	0440	GENERATOR TEMP-HOT GAS CENTER 100 OHM PLATINUM (DIN 43760) RTD 1 ELEMENT; ALARM = 212 F

	GENERAL ELECTRIC COMPANY		SIZE	CAGE CODE	DWG NO
	GE Energy		A		216A1232
DRAWN	KAPIL BHARDWAJ 2005-11-08		SCALE	NONE	SHEET
ISSUED	K.S.LOKENBERG 2005-11-10				



SIZE **A** DWG NO

216A1232

SH 29

REV A



Device	System	Settings
DT-GGH-29	0440	GENERATOR TEMP-HOT GAS CENTER 100 OHM PLATINUM (DIN 43760) RTD 1 ELEMENT; ALARM = 212 F
DT-GGK-24	0440	GENERATOR FRAME-COMMON COLD GAS 100 OHM PLATINUM (DIN 43760) RTD 1 ELEMENT; ALSO IDENTIFIED AS GTG-2 ALARM = 145 F OR 62.78 C
DT-GSA-4	0440	GENERATOR TEMP-STATOR COLLECTOR END 100 OHM PLATINUM (DIN 43760) RTD 1 ELEMENT; GROUNDED; ALARM = 264 F OR 129 C
DT-GSA-5	0440	GENERATOR TEMP-STATOR COLLECTOR END 100 OHM PLATINUM (DIN 43760) RTD 1 ELEMENT; GROUNDED; ALARM = 264 F OR 129 C
DT-GSA-6	0440	GENERATOR TEMP-STATOR COLLECTOR END 100 OHM PLATINUM (DIN 43760) RTD 1 ELEMENT; GROUNDED; ALARM = 264 F OR 129 C
DT-GSC-7	0440	GENERATOR TEMP-STATOR CENTER 100 OHM PLATINUM (DIN 43760) RTD 1 ELEMENT; GROUNDED; ALARM = 264 F OR 129 C
DT-GSC-8	0440	GENERATOR TEMP-STATOR CENTER 100 OHM PLATINUM (DIN 43760) RTD 1 ELEMENT; GROUNDED; ALARM = 264 F OR 129 C
DT-GSC-9	0440	GENERATOR TEMP-STATOR CENTER 100 OHM PLATINUM (DIN 43760) RTD 1 ELEMENT; GROUNDED; ALARM = 264 F OR 129 C
DT-GSF-1	0440	GENERATOR TEMP-STATOR COUPLING END 100 OHM PLATINUM (DIN 43760) RTD 1 ELEMENT; GROUNDED; ALARM = 264 F OR 129 C
DT-GSF-2	0440	GENERATOR TEMP-STATOR COUPLING END 100 OHM PLATINUM (DIN 43760) RTD 1 ELEMENT; GROUNDED; ALARM = 264 F OR 129 C
DT-GSF-3	0440	GENERATOR TEMP-STATOR COUPLING END 100 OHM PLATINUM (DIN 43760) RTD 1 ELEMENT; GROUNDED; ALARM = 264 F OR 129 C
FB1-1	0416	FAN-LUBE OIL DEMISTER #1
FB2-1	0416	FAN-LUBE OIL DEMISTER #2
FH2-1	0434	HYDRAULIC OIL SUPPLY FILTER FILTRATION: 3 MICRON BETA 3 >= 200
FH2-2	0434	HYDRAULIC OIL SUPPLY FILTER FILTRATION: 3 MICRON BETA 3 >= 200



	GENERAL ELECTRIC COMPANY		SIZE	CAGE CODE	DWG NO
			A		216A1232
DRAWN	KAPIL BHARDWAJ 2005-11-08		SCALE	NONE	SHEET
ISSUED	K.S.LOKENBERG 2005-11-10				



SIZE **A** DWG NO

216A1232

SH 30

REV A



Device	System	Settings
FH6-1	0469	IGV SERVO HYDRAULIC OIL SUPPLY FILTER FILTRATION: 15 MICRON
FH7-1	0422	FUEL GAS SERVO HYDRAULIC OIL SUPPLY FILTER FILTRATION: 15 MICRON ABSOLUTE
FH8-1	0422	GAS FUEL SERVO HYDRAULIC SUPPLY FILTER FILTRATION: 15 MICRON ABSOLUTE
FH8-2	0422	GAS FUEL SERVO HYDRAULIC SUPPLY FILTER FILTRATION: 15 MICRON ABSOLUTE
FH8-3	0422	GAS FUEL SERVO HYDRAULIC SUPPLY FILTER FILTRATION: 15 MICRON ABSOLUTE
FH8-4	0422	GAS FUEL SERVO HYDRAULIC SUPPLY FILTER FILTRATION: 15 MICRON ABSOLUTE
FM-2996A	4027	GAS DRYER BLOWER MOTOR. 0.5000 HP; 1800 RPM; 480 VAC; 3 PH; 60 HZ; 0.5 HP = 0.37 KW
FM-2996B	4027	GAS DRYER BLOWER MOTOR. 0.5000 HP; 1800 RPM; 480 VAC; 3 PH; 60 HZ; 0.5 HP = 0.37 KW
FT-MG-1/R	0422	RTD FOR GAS FUEL MULTIVARIABLE FLOW TRANSMITTER 100 OHM PLATINUM (DIN 43760) RTD 1 ELEMENT; GROUNDED; DEVICE IS NOT WIRED TO THE SPEEDTRONIC CONTROL PANEL, BUT IS WIRED DIRECTLY TO 96FM-1.
FTG-1A	0422	FUEL GAS TEMPERATURE SENSOR TYPE K THERMOCOUPLE 2 ELEMENTS; UNGROUNDED;
FTG-1B	0422	FUEL GAS TEMPERATURE SENSOR TYPE K THERMOCOUPLE 2 ELEMENTS; UNGROUNDED;
FTG-2A	0422	FUEL GAS TEMPERATURE SENSOR TYPE K THERMOCOUPLE 2 ELEMENTS; UNGROUNDED;
FTG-2B	0422	FUEL GAS TEMPERATURE SENSOR TYPE K THERMOCOUPLE 2 ELEMENTS; UNGROUNDED;
FV-1A	0434	HYDRAULIC OIL SUPPLY ISOLATION VALVE #1
FV-1B	0434	HYDRAULIC OIL SUPPLY ISOLATION VALVE #2
FV-2A	0434	HYD OIL DISCHARGE ISOLATION VLV
FV-2B	0434	HYD OIL DISCHARGE ISOLATION VLV
FV-3A	0434	ISOLATION VALVE
FV-3B	0434	ISOLATION VALVE
FV-4A	0434	ACCUMULATOR ISOLATION VALVE VALVE #1
FV-4B	0434	HYDRAULIC BYPASS VALVE VALVE #2
FY-2955B	4027	PYROLYSATE COLLECTOR SOLENOID 120 VAC; 60 HZ; THIS SOLENOID IS POWERED BY THE GCM-X. NOT WIRED TO THE TCP.



	GENERAL ELECTRIC COMPANY		SIZE	CAGE CODE	DWG NO
			A		216A1232
DRAWN	KAPIL BHARDWAJ 2005-11-08		SCALE	NONE	SHEET
ISSUED	K.S.LOKENBERG 2005-11-10				





Device	System	Settings
FY-2971	4027	TURBINE END SCAVENGING SOLENOID 120 VAC; 60 HZ; 10.00 W; THIS SOLENOID IS POWERED BY THE H2 PANEL UPS. ENERGIZED TO OPEN SOLENOID VALVE TO INCREASE TE SCAVENGING RATE HAZARDOUS ZONE: ZONE 2 PROTECTION METHOD: 'M' - ENCAPSULATION
FY-2972	4027	TURBINE END GAS SOLENOID. 120 VAC; 60 HZ; 10.00 W; THIS SOLENOID IS POWERED BY THE H2 PANEL UPS. ENERGIZED SOLENOID VALVE TO PORT GENERATOR CASING GAS TO DEVICE QT-290A HAZARDOUS ZONE: ZONE 2 PROTECTION METHOD: 'M' - ENCAPSULATION
FY-2973	4027	COLLECTOR END SCAVENGING SOLENOID 120 VAC; 60 HZ; 10.00 W; THIS SOLENOID IS POWERED BY THE H2 PANEL UPS. ENERGIZED TO OPEN SOLENOID VALVE TO INCREASE CE SCAVENGING RATE HAZARDOUS ZONE: ZONE 2 PROTECTION METHOD: 'M' - ENCAPSULATION
FY-2974	4027	COLLECTOR END GAS SOLENOID. 120 VAC; 60 HZ; 10.00 W; THIS SOLENOID IS POWERED BY THE H2 PANEL UPS. ENERGIZED SOLENOID VALVE TO PORT GENERATOR CASING GAS TO DEVICE QT-290B HAZARDOUS ZONE: ZONE 2 PROTECTION METHOD: 'M' - ENCAPSULATION
FY-2981	4027	CASE, PURGE, CALIBRATION SOLENOID. 120 VAC; 60 HZ; DE-ENERGIZED STATE ALLOWS FLOW FROM GEN CASE TO FY-2972 AND FY- 2974. REFER TO SYSTEM P&ID. NOT WIRED TO TCP. THIS SOLENOID IS POWERED BY THE H2 PANEL UPS. HAZARDOUS ZONE: ZONE 2 PROTECTION METHOD: 'M' - ENCAPSULATION
GASDRYER	4027	GAS DRYER POWER SUPPLY THE GAS DRYER REQUIRES 480 VAC 3 PHASE 60 HZ POWER WITH A 2500 WATT LOAD. PLEASE REFER TO MLI-G2B0 FOR ADDITIONAL ELECTRICAL CONNECTION INFORMATION.
GCMX	4027	CORE MONITOR WITH PYROLYSATE COLLECTOR CORE MONITOR/PYROLYSATE COLLECTOR SUPPLY POWER TO BE 120 VAC 60 HZ AND 100 WATTS. REFER TO ML-W1A FOR ADDITION ELECTRICAL INFORMATION.
LC-GS	0484	LEVEL CONTROLLER GAS SCRUBBER NO ELECTRICAL CONTACTS. ACTUATED BY GAS PRESSURE IN SCRUBBER. AUTOMATIC DUMP TO DRAINS TANK.
LF3-1	0416	LUBE OIL FILTER FILTRATION: BETA 25 = 200
LF3-2	0416	LUBE OIL FILTER FILTRATION: BETA 25 = 200
LF3-3	0416	MIST ELIMINATOR



	GENERAL ELECTRIC COMPANY		SIZE	CAGE CODE	DWG NO
	KAPIL BHARDWAJ 2005-11-08 DRAWN		A		216A1232
K.S.LOKENBERG 2005-11-10 ISSUED		SCALE		NONE	SHEET



SIZE DWG NO

A

216A1232

SH

32

REV

A



Device	System	Settings
LI-4714	0426	CO2 LIQUID LEVEL GAUGE 0=EMPTY 1.0=FULL CO2 LIQUID LEVEL INDICATOR
LOHX-1	0416	MAIN LUBE OIL HEAT EXCHANGER #1
LOHX-2	0416	MAIN LUBE OIL HEAT EXCHANGER #2
LT-B1D-1	0416	LUBE TEMPERATURE #1 BRG DRAIN TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED; ALARM SETTING IS 200 F (93.3 C)
LT-B2D-1	0416	LO THERMOCOUPLE #2 BRG DRAIN TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED; ALARM SETTING IS 200 F (93.3 C)
LT-G1D-A	0416	LUBE SYSTEM TEMP-GENERATOR #1 BEARING DRAIN TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED; ALARM SETTING IS 200 F (93.3 C)
LT-G1D-B	0416	LUBE SYSTEM TEMP-GENERATOR #1 BEARING DRAIN TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED; (SPARE)
LT-G2D-A	0416	LUBE SYSTEM TEMP-GENERATOR #2 BEARING DRAIN TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED; ALARM SETTING IS 200 F (93.3 C)
LT-G2D-B	0416	LUBE SYSTEM TEMP-GENERATOR #2 BEARING DRAIN TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED; (SPARE)
LT-OT-3A	0416	LUBE OIL TANK THERMOCOUPLE TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED; LOW LUBE OIL TANK TEMPERATURE - IMMERSION HEATERS ON AT 79 F (26 C) - START PERMISSIVE LOCKOUT AT OR BELOW 45 F (7 C)
LT-OT-3B	0416	LUBE OIL TANK THERMOCOUPLE TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED; (SPARE)
LT-OT-4A	0416	LUBE OIL TANK THERMOCOUPLE TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED; LOW LUBE OIL TANK TEMPERATURE - IMMERSION HEATERS ON AT 79 F (26 C) - START PERMISSIVE LOCKOUT AT OR BELOW 45 F (7 C)
LT-OT-4B	0416	LUBE OIL TANK THERMOCOUPLE TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED; (SPARE)



	GENERAL ELECTRIC COMPANY		SIZE	CAGE CODE	DWG NO
			A		216A1232
DRAWN	KAPIL BHARDWAJ 2005-11-08		SCALE	NONE	SHEET
ISSUED	K.S.LOKENBERG 2005-11-10				





Device	System	Settings
LT-TH-1	0416	LUBE SYSTEM TEMP-TURBINE HEADER TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED; HIGH OIL TEMPERATURE: TRIPLE REDUNDANT (LT-TH-1, 2 & 3) - ALARM AT 165 F (73.9 C) - TRIP AT 175F (79.4 C)
LT-TH-2	0416	LUBE SYSTEM TEMP-TURBINE HEADER-TRIP TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED; HIGH OIL TEMPERATURE: TRIPLE REDUNDANT (LT-TH-1, 2 & 3) - ALARM AT 165 F (73.9 C) - TRIP AT 175F (79.4 C)
LT-TH-3	0416	LUBE SYSTEM-TURBINE HEADER TEMP-TRIP TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED; HIGH OIL TEMPERATURE: TRIPLE REDUNDANT (LT-TH-1, 2 & 3) - ALARM AT 165 F (73.9 C) - TRIP AT 175F (79.4 C)
ME-2951	4027	H2 GAS DEW POINT SENSOR PROBE. FUNCTION: MEASURE DEW POINT OF GAS IN GENERATOR CASING.
ME-2996	4027	GAS DRYER INLET HYGROMETER PROBE 4.000 MA= -60.00 F OR -51.11 C 20.00 MA= 60.00 F OR 15.56 C
MG1-1	0422	GAS FUEL NOZZLE PM1
MG1-2	0422	GAS FUEL NOZZLE PM2
MG1-3	0422	GAS FUEL NOZZLE PM3
MG1-4	0422	GAS FUEL NOZZLE QUAT
MG2-1	0422	GAS FUEL METER TUBE/ORIFICE
MIC-2951	4027	DEW POINT SENSOR PROCESSOR 4.000 MA= -122.0 F OR -85.56 C 20.00 MA= 68.00 F OR 20.00 C 110 VAC UPS 100 WATT LOAD PROCESSOR NORM=(3) NC; MSF-2951 CONTACT OPENS ON FAULT, HIGH ALARM CONTACT OPENS AT 32 F INC., HIGH-HIGH ALARM CONTACT OPENS AT 68 F INC.
MIC-2996	4027	GAS DRYER DEW POINT SENSOR INCREASING: 20.00 F OR -6.667 C NORM=(2) NC-CEC; CONTACT OPENS ON HIGH DEW POINT; THIS IS A RELAY ON THE GAS DRYER DEW POINT SENSOR. PLEASE REFER TO MLI-G2B0 FOR ADDITIONAL ELECTRICAL CONNECTION INFORMATION.
PDT-292	0440	GENERATOR ROTOR FAN PRESSURE DIFFERENTIAL 4 MA - 0 IN H2O; 20 MA - 30 IN H2O ALARM #1 - 12 INCH H2O INCR
PDT-2955	4027	CORE MONITOR FLOW TRANSMITTER 4.000 MA= 0.0 INH2O OR 0.0 MMH2O 20.00 MA= 3.000 INH2O OR 76.20 MMH2O



	GENERAL ELECTRIC COMPANY		SIZE	CAGE CODE	DWG NO
	GE Energy		A		216A1232
DRAWN	KAPIL BHARDWAJ 2005-11-08		SCALE	NONE	SHEET
ISSUED	K.S.LOKENBERG 2005-11-10				



SIZE DWG NO

A

216A1232

SH

34

REV

A



Device	System	Settings
PH1 -1	0434	MAIN HYDRAULIC OIL SUPPLY PUMP 23 GPM @ 3100 PSIG MAX VOLUME STOP SET FOR MAXIMUM VOLUMEN CAPACITY
PH2-1	0434	AUXILIARY HYDRAULIC OIL SUPPLY PUMP 23 GPM @ 3100 PSIG MAX VOLUME STOP SET FOR MAXIMUM VOLUME CAPACITY
PI-3314	0426	CARBON DIOXIDE SUPPLY PRESSURE GAUGE
PQ1-1	0416	LUBE OIL MAIN PUMP RATED FLOW: 833.0 GPM AT 110 PSIG (3600 RPM)
PQ1-2	0416	LUBE OIL MAIN PUMP RATED FLOW: 833.0 GPM AT 110 PSIG (3600 RPM)
PQ2-1	0416	LUBE OIL EMERGENCY PUMP RATED FLOW: 510.0 GPM AT 25 PSIG (1750 RPM)
PQ3-1	0416	SEAL OIL PUMP RATED FLOW: 45.00 GPM AT 75 PSIG (3600 RPM)
PSL-2922	4027	HYDROGEN HEADER SUPPLY PRESSURE DECREASING: 65.00+-2.000 PSIG OR 4.570+-0.1406 KG/CM2G (INCREASING: 75.00+-2.000 PSIG OR 5.273+-0.1406 KG/CM2G) NORM=(1) NC-CEC; OPENS ON LOW BOTTLE PRESSURE;
PSL-2943	4027	GENERATOR CO2 PRESSURE SWITCH DECREASING: 110.0+-2.000 PSIG OR 7.734+-0.1406 KG/CM2G (INCREASING: 125.0+-2.000 PSIG OR 8.788+-0.1406 KG/CM2G) NORM=(1) NC-CEC; OPENS ON LOW BOTTLE PRESSURE;
PT-2950	4028	GENERATOR GAS PRESSURE 4.000 MA= 0.0 PSIG OR 0.0 KG/CM2G 20.00 MA= 100.0 PSIG OR 7.031 KG/CM2G LOW PRESSURE ALARM AT 28 PSIG. HIGH PRESSURE ALARM AT 34 PSIG.
QT-290A	4027	CELL #1 TRANSMITTER SIGNAL 4.000 MA= 70.00 OR 70.00 20.00 MA= 100.0 OR 100.0 HAZARDOUS ZONE: ZONE 2 PROTECTION METHOD: "D" AND "IA"
QT-290B	4027	CELL #2 TRANSMITTER SIGNAL 4.000 MA= 70.00 OR 70.00 20.00 MA= 100.0 OR 100.0 HAZARDOUS ZONE: ZONE 2 PROTECTION METHOD: "D" AND "IA"
SLA-1C	0426	FIRE ALARM STROBE & HORN (ACCESSORY COMPT) 24 VDC EXTERNAL STROBE/HORN (GAS COMP/ ACCESS.MODULE-ZONE 1)
SLA-1D	0426	FIRE ALARM STROBE & HORN (ACCESSORY COMPT) 24 VDC INTERNAL STROBE/HORN (GAS COMP. - ACCESS.MODULE-ZONE 1)
SLA-3A	0426	FIRE ALARM STROBE & HORN (ACCESSORY MODULE) 24 VDC EXTERNAL STROBE/HORN (LUBE/HYDRAULIC COMP.-ACCESS.MODULE-ZONE 3)



	GENERAL ELECTRIC COMPANY		SIZE	CAGE CODE	DWG NO
			A		216A1232
DRAWN	KAPIL BHARDWAJ 2005-11-08		SCALE	NONE	SHEET
ISSUED	K.S.LOKENBERG 2005-11-10				



SIZE DWG NO

A

216A1232

SH

35

REV

A



Device	System	Settings
SLA-3B	0426	FIRE ALARM STROBE & HORN (ACCESSORY MODULE) 24 VDC EXTERNAL STROBE/HORN (LUBE/HYDRAULIC COMP.-ACCESS.MODULE-ZONE 3)
SLA-3C	0426	FIRE ALARM STROBE & HORN 24 VDC INTERNAL STROBE/HORN (LUBE/HYDRAULIC COMP.-ACCESS.MODULE-ZONE 3)
SLA-3D	0426	FIRE ALARM STROBE & HORN 24 VDC INTERNAL STROBE/HORN (LUBE/HYDRAULIC COMP.-ACCESS.MODULE-ZONE 3)
SLT-1A	0426	FIRE ALARM STROBE & HORN (TURBINE COMPT) 24 VDC EXTERNAL STROBE/HORN (TURBINE COMPT-ZONE 1)
SLT-1B	0426	FIRE ALARM STROBE & HORN (TURBINE COMPT) 24 VDC EXTERNAL STROBE/HORN (TURBINE COMPT-ZONE 1)
TT-IB-1	0415	TURBINE TEMP-INNER BARREL TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
TT-IB-2	0415	TURBINE TEMP-INNER BARREL TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
TT-IB-3	0415	TURBINE TEMP-INNER BARREL TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
TT-WS1AO-1	0415	TURBINE TEMPERATURE-WHEELSPACE 1ST STG AFT OUTER TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
TT-WS1AO-2	0415	TURBINE TEMPERATURE-WHEELSPACE 1ST STG AFT OUTER TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
TT-WS1FI-1	0415	TURBINE TEMPERATURE-WHEELSPACE 1ST STG FWD INNER TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
TT-WS1FI-2	0415	TURBINE TEMPERATURE-WHEELSPACE 1ST STG FWD INNER TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
TT-WS2AO-1	0415	TURBINE TEMPERATURE-WHEELSPACE 2ND STG AFT OUTER TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
TT-WS2AO-2	0415	TURBINE TEMPERATURE-WHEELSPACE 2ND STG AFT OUTER TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
TT-WS2FO-1	0415	TURBINE TEMPERATURE-WHEELSPACE 2ND STG FWD OUTER TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;



	GENERAL ELECTRIC COMPANY		SIZE	CAGE CODE	DWG NO
	GE Energy		A		216A1232
DRAWN	KAPIL BHARDWAJ 2005-11-08		SCALE	NONE	SHEET
ISSUED	K.S.LOKENBERG 2005-11-10				



SIZE **A** DWG NO

216A1232

SH 36

REV A



Device	System	Settings
TT-WS2FO-2	0415	TURBINE TEMPERATURE-WHEELSPACE 2ND STG FWD OUTER TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
TT-WS3AO-1	0415	TURBINE TEMPERATURE-WHEELSPACE 3RD STG AFT OUTER TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
TT-WS3AO-2	0415	TURBINE TEMPERATURE-WHEELSPACE 3RD STG AFT OUTER TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
TT-WS3FO-1	0415	TURBINE TEMPERATURE-WHEELSPACE 3RD STG FWD OUTER TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
TT-WS3FO-2	0415	TURBINE TEMPERATURE-WHEELSPACE 3RD STG FWD OUTER TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
TT-XD-1	0415	EXHAUST TEMPERATURE THERMOCOUPLE TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
TT-XD-10	0415	EXHAUST TEMPERATURE THERMOCOUPLE TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
TT-XD-11	0415	EXHAUST TEMPERATURE THERMOCOUPLE TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
TT-XD-12	0415	EXHAUST TEMPERATURE THERMOCOUPLE TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
TT-XD-13	0415	EXHAUST TEMPERATURE THERMOCOUPLE TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
TT-XD-14	0415	EXHAUST TEMPERATURE THERMOCOUPLE TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
TT-XD-15	0415	EXHAUST TEMPERATURE THERMOCOUPLE TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
TT-XD-16	0415	EXHAUST TEMPERATURE THERMOCOUPLE TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
TT-XD-17	0415	EXHAUST TEMPERATURE THERMOCOUPLE TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
TT-XD-18	0415	EXHAUST TEMPERATURE THERMOCOUPLE TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
TT-XD-19	0415	EXHAUST TEMPERATURE THERMOCOUPLE TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
TT-XD-2	0415	EXHAUST TEMPERATURE THERMOCOUPLE TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;



GENERAL ELECTRIC COMPANY

SIZE **A**

CAGE CODE

DWG NO

216A1232

DRAWN KAPIL BHARDWAJ 2005-11-08

ISSUED K.S.LOKENBERG 2005-11-10

SCALE NONE

SHEET



SIZE **A** DWG NO

216A1232

SH 37

REV A



Device	System	Settings
TT-XD-20	0415	EXHAUST TEMPERATURE THERMOCOUPLE TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
TT-XD-21	0415	EXHAUST TEMPERATURE THERMOCOUPLE TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
TT-XD-22	0415	EXHAUST TEMPERATURE THERMOCOUPLE TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
TT-XD-23	0415	EXHAUST TEMPERATURE THERMOCOUPLE TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
TT-XD-24	0415	EXHAUST TEMPERATURE THERMOCOUPLE TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
TT-XD-25	0415	EXHAUST TEMPERATURE THERMOCOUPLE TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
TT-XD-26	0415	EXHAUST TEMPERATURE THERMOCOUPLE TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
TT-XD-27	0415	EXHAUST TEMPERATURE THERMOCOUPLE TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
TT-XD-3	0415	EXHAUST TEMPERATURE THERMOCOUPLE TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
TT-XD-4	0415	EXHAUST TEMPERATURE THERMOCOUPLE TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
TT-XD-5	0415	EXHAUST TEMPERATURE THERMOCOUPLE TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
TT-XD-6	0415	EXHAUST TEMPERATURE THERMOCOUPLE TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
TT-XD-7	0415	EXHAUST TEMPERATURE THERMOCOUPLE TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
TT-XD-8	0415	EXHAUST TEMPERATURE THERMOCOUPLE TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
TT-XD-9	0415	EXHAUST TEMPERATURE THERMOCOUPLE TYPE K THERMOCOUPLE 1 ELEMENT; UNGROUNDED;
VA13-15	0422	GAS FUEL VENT VALVE NORM=NO
VA16-1	0442	OFF-LINE COMPRESSOR WASH WATER INJ (PNEUMATIC) VALVE NORMAL = CLOSED; ENERGIZE TO OPEN REQUIRES 80 PSIG (MINIMUM) INSTRUMENT AIR FOR ACTUATION



	GENERAL ELECTRIC COMPANY		SIZE	CAGE CODE	DWG NO
	GE Energy		A		216A1232
DRAWN	KAPIL BHARDWAJ 2005-11-08		SCALE	NONE	SHEET
ISSUED	K.S.LOKENBERG 2005-11-10				



SIZE **A** DWG NO

216A1232

SH 38

REV A



Device	System	Settings
VA16-3	0442	ON-LINE COMPRESSOR WASH WATER INJ (PNEUMATIC) VALVE NORMAL = CLOSED; ENERGIZE TO OPEN REQUIRES 80 PSIG (MINIMUM) INSTRUMENT AIR FOR ACTUATION
VA2-1	0417	COMPRESSOR BLEED VALVE NORM=OPEN
VA2-2	0417	COMPRESSOR BLEED VALVE NORM=OPEN
VA2-3	0417	COMPRESSOR BLEED VALVE NORM=OPEN
VA2-4	0417	COMPRESSOR BLEED VALVE NORM=OPEN
VA20-1	0432	INLET HEATING CONTROL VALVE 8.00 INCH ANSI FLANGE CONNECTION LINEAR TRIM CHARACTERISTIC 2.75 INCH STROKE
VA32-1	0420	COOLING WATER CONTROL VALVE-LUBE OIL COOLER FLOW SET 130 +- 3.000F OR 54.44 +- 1.666C
VA42-1	0432	INLET BLEED HEAT QUICK EXHAUSTER VALVE
VA42-5	0432	INLET BLEED HEAT CONTROL VALVE QUICK EXHAUSTER VALVE
VA85-1	0484	AUTOMATIC DRAIN VALVE
VAB1-1	0434	HYDRAULIC OIL SYSTEM AIR BLEED VALVE (MAIN)
VAB2-1	0434	HYDRAULIC OIL SYSTEM AIR BLEED VALVE (AUX)
VAD-2	0419	Air Processing Unit Drain Valve 1 PH 120 VAC; 60 HZ; ELECTRONIC SOLENOID DRAIN VALVE OPERATED BY TIMER.
VC-20A	4007	LEVEL CONTROL/DRAIN VALVE (LOCAL LOOP) INSTRUMENT AIR OPERATED LOWER SECTION OF VESSEL
VC-20B	4007	LEVEL CONTROL/DRAIN VALVE (LOCAL LOOP) INSTRUMENT AIR OPERATED LOWER SECTION OF VESSEL
VC-21A	4007	LEVEL CONTROL/DRAIN VALVE (LOCAL LOOP) INSTRUMENT AIR OPERATED UPPER SECTION OF VESSEL
VC-21B	4007	LEVEL CONTROL/DRAIN VALVE (LOCAL LOOP) INSTRUMENT AIR OPERATED UPPER SECTION OF VESSEL
VCK7-1	0417	TURBINE SHELL & EXHAUST FRAME BLOWER CHECK VALVE
VCK7-3	0417	TURBINE SHELL COOLING AIR BLOWER CHECK VALVE
VGC-1	0422	FUEL GAS CONTROL VALVE AVERAGE SLEW TIME = 0.34 SECONDS. 1.500 IN. MAXIMUM STROKE
VGC-2	0422	FUEL GAS CONTROL VALVE AVERAGE SLEW TIME = 0.34 SECONDS. 1.5 IN. MAXIMUM STROKE
VGC-3	0422	FUEL GAS CONTROL VALVE AVERAGE SLEW TIME = 0.34 SECONDS. 1.500 IN. MAXIMUM STROKE



	GENERAL ELECTRIC COMPANY		SIZE	CAGE CODE	DWG NO
	GE Energy		A		216A1232
DRAWN	KAPIL BHARDWAJ 2005-11-08		SCALE	NONE	SHEET
ISSUED	K.S.LOKENBERG 2005-11-10				



SIZE A DWG NO

216A1232

SH 39

REV A



Device	System	Settings
VGC-4	0422	FUEL GAS CONTROL VALVE AVERAGE SLEW TIME = 0.34 SECONDS. 1.500 IN. MAXIMUM STROKE
VH3-1	0469	INLET GUIDE VANE DUMP VALVE
VH5-1	0422	GAS FUEL DUMP VALVE-STOP/SPEED RATIO VALVE
VH5-2	0422	GAS FUEL DUMP VALVE-CONTROL VALVE
VH5-3	0422	GAS FUEL DUMP VALVE-CONTROL VALVE
VH5-4	0422	GAS FUEL DUMP VALVE-CONTROL VALVE
VH5-5	0422	GAS FUEL DUMP VALVE-CONTROL VALVE
VM15-1	0432	INLET HEATING ISOLATION VALVE 10.00 INCH ANSI FLANGE CONNECTION MANUAL BUTTERFLY VALVE
VPR02-012	4007	INSTRUMENT AIR SUPPLY PRESSURE REGULATOR
VPR02-11	0484	INSTRUMENT AIR SUPPLY PRESSURE REGULATOR
VPR2-1	0416	LUBE OIL HEADER PRESSURE REGULATOR VALVE SET 33.00+-2.000 PSIG OR 2.320+-0.1406 KG/CM2G
VPR3-1	0434	COMPENSATOR-HYDRAULIC OIL SUPPLY PUMP (IN PUMP) SET 3500+-50.00 PSIG OR 246.1+-3.515 KG/CM2G LOW PRESSURE SETTING: 1800 PSIG
VPR3-2	0434	COMPENSATOR-HYDRAULIC OIL SUPPLY AUX PUMP SET 3500+-50.00 PSIG OR 246.1+-3.515 KG/CM2G LOW PRESSURE SETTING: 1800 PSIG
VPR4-3	0434	HYDRAULIC SUPPLY PRESSURE REGULATING VALVE #1 SET 1625+-25.00 PSIG OR 114.2+-1.758 KG/CM2G
VPR4-4	0434	HYDRAULIC SUPPLY PRESSURE REGULATING VALVE #2 SET 1625+-25.00 PSIG OR 114.2+-1.758 KG/CM2G
VPR41-1	0432	TURBINE IAH CONTROL VALVE I/P INST AIR PRESSURE REG SET 45.00+-2.000 PSIG OR 3.164+-0.1406 KG/CM2G 20TH-1 TRIP SOLENOID MUST BE ENERGIZED TO SET VPR41-1 PRESSURE OUTPUT WITH GAGE
VPR64-2	0420	COOLING WATER CONTROL VALVE-AIR SUPPLY REG VALVE SET 35.00+-3.000 PSIG OR 2.461+-0.2109 KG/CM2G
VPR67-1	0419	AIR FILTER BLOWDOWN REGULATOR VALVE SET 110.0+-5.000 PSIG OR 7.734+-0.3515 KG/CM2G
VPR90-1	0440	GENERATOR H2 SEAL OIL DIFFERENTIAL PRESS REGULATOR VALVE SET 5.500 PSID OR 0.3867 KG/CM2D
VPRFP-1A	0426	FIRE PROTECTION-REFRIGERANT EXPANSION VALVE SET 24.00 PSIG OR 1.687 KG/CM2G
VQC-1	0434	VARIABLE FLOW CONTROL VALVE GT #1 BRG. LIFT OIL
VQC-2	0434	VARIABLE FLOW CONTROL VALVE GT #1 BRG. LIFT OIL
VQC-3	0434	VARIABLE FLOW CONTROL VALVE GT #2 BRG. LIFT OIL
VQC-4	0434	VARIABLE FLOW CONTROL VALVE GT #2 BRG. LIFT OIL
VQC-5	0434	VARIABLE FLOW CONTROL VALVE GENERATOR BRG. LIFT OIL - TURBINE END
VQC-6	0434	VARIABLE FLOW CONTROL VALVE GENERATOR BRG. LIFT OIL - COLLECTOR END



GENERAL ELECTRIC COMPANY

SIZE
A

CAGE CODE

DWG NO

216A1232

DRAWN KAPIL BHARDWAJ 2005-11-08

ISSUED K.S.LOKENBERG 2005-11-10

SCALE NONE

SHEET



SIZE A DWG NO 216A1232 SH 40 REV A

Device

System

Settings

VR-10	0426	CO2 DISCH HEADER PRESSURE RELIEF VALVE SET 450.0 PSIG OR 31.64 KG/CM2G HYDROSTATIC RELIEF VALVE FOR DISCHARGE HEADER
VR-7	0426	CO2 SYSTEM-BLEEDER RELIEF SET 341.0 PSIG OR 23.97 KG/CM2G CO2 BLEEDER VALVE
VR-8	0426	CO2 SYSTEM-SAFETY RELIEF SET 357.0 PSIG OR 25.10 KG/CM2G PRIMARY CO2 RELIEF VALVE
VR-9	0426	CO2 SYSTEM-SAFETY RELIEF SET 357.0 PSIG OR 25.10 KG/CM2G SECONDARY CO2 RELIEF VALVE
VR14-1	0419	APU PRESSURE RELIEF VALVE SET 150.0+-1.000 PSIG OR 10.55+-0.0703 KG/CM2G DRYER TOWER RELIEF VALVE
VR14-2	0419	APU PRESSURE RELIEF VALVE SET 150.0+-1.000 PSIG OR 10.55+-0.0703 KG/CM2G DRYER TOWER RELIEF VALVE
VR15-1	0484	GAS SCRUBBER - FUEL GAS PRESSURE RELIEF VALVE SET 550.0 PSIG OR 38.67 KG/CM2G
VR15-5	4007	ABSOLUTE SEPERATOR - FUEL GAS PRESSURE RELIEF VALVE SET 550.0+-16.00 PSIG OR 38.67+-1.125 KG/CM2G
VR15-6	4007	ABSOLUTE SEPERATOR - FUEL GAS PRESSURE RELIEF VALVE SET 550.0+-16.00 PSIG OR 38.67+-1.125 KG/CM2G
VR21-1	0434	MAIN HYDRAULIC OIL SUPPLY PUMP PRESSURE RELIEF VALVE SET 3800+-100.0 PSIG OR 267.2+-7.031 KG/CM2G
VR22-1	0434	AUXILIARY HYDRAULIC OIL SUPPLY PUMP PRESSURE RELIEF VALV SET 3800+-100.0 PSIG OR 267.2+-7.031 KG/CM2G
VR23-2	0434	HYDRAULIC SUPPLY LOW PRESSURE RELIEF VALVE SET 1815+-25.00 PSIG OR 127.6+-1.758 KG/CM2G
VR64-10	0420	COOLING WATER PRESSURE RELIEF VALVE- LO COOLER SET 150.0+-5.000 PSIG OR 10.55+-0.3515 KG/CM2G
VR64-9	0420	COOLING WATER PRESSURE RELIEF VALVE- LO COOLER SET 150.0+-5.000 PSIG OR 10.55+-0.3515 KG/CM2G
VS4-1	0422	FUEL GAS STOP VALVE
VSR-1	0422	STOP/SPEED RATIO VALVE AVERAGE SLEW TIME = 0.43 SECONDS. 90 DEGREES ROTATION MAX. STROKE 3.5 INCHES



GENERAL ELECTRIC COMPANY

SIZE

CAGE CODE

DWG NO

GE Energy

A

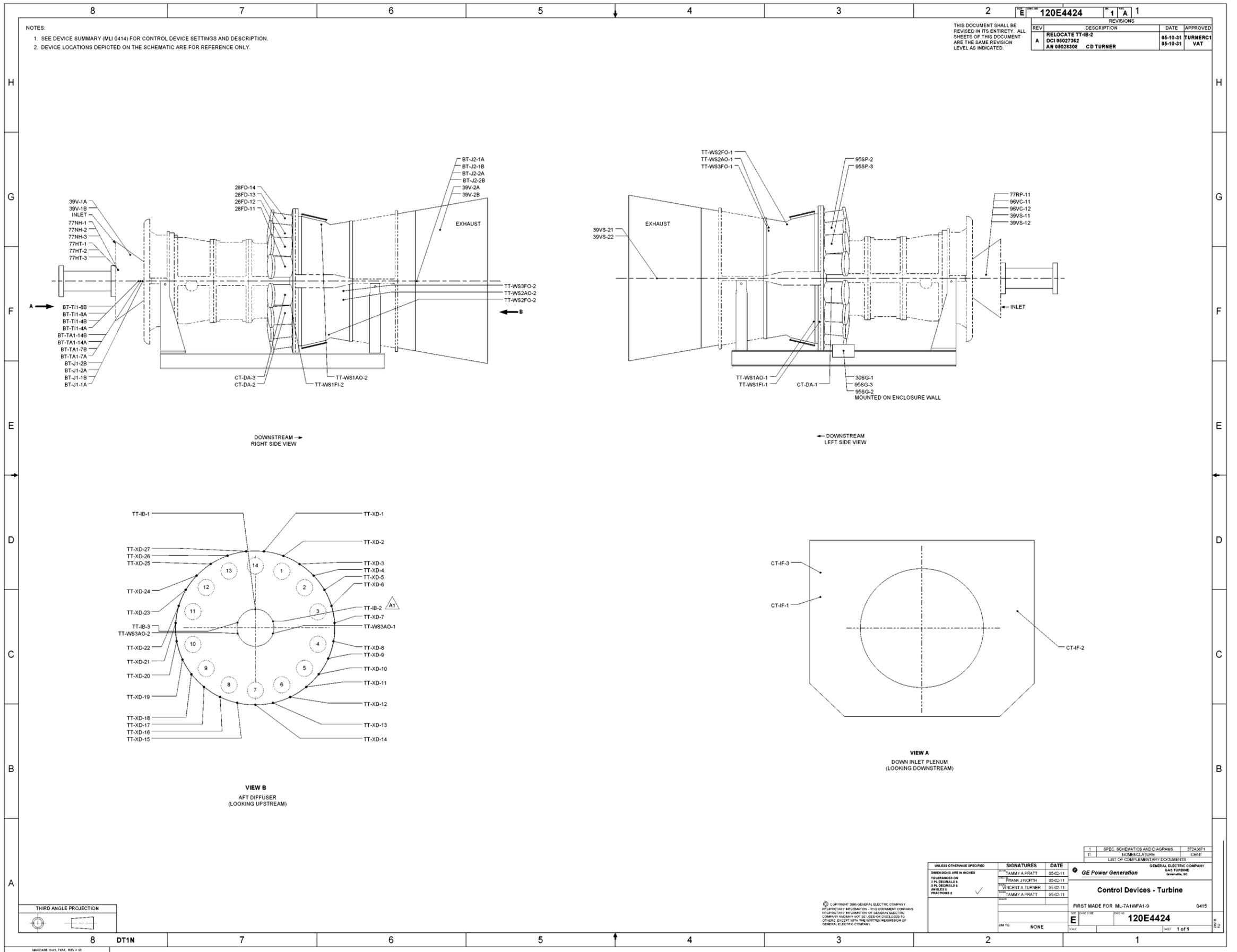
216A1232

DRAWN KAPIL BHARDWAJ 2005-11-08

ISSUED K.S.LOKENBERG 2005-11-10

SCALE NONE

SHEET

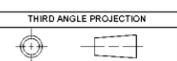


NOTES:

1. SEE DEVICE SUMMARY (MLI 0414) FOR CONTROL DEVICE SETTINGS AND DESCRIPTION.
2. DEVICE LOCATIONS DEPICTED ON THE SCHEMATIC ARE FOR REFERENCE ONLY.

THIS DOCUMENT SHALL BE REVISED IN ITS ENTIRETY. ALL SHEETS OF THIS DOCUMENT ARE THE SAME REVISION LEVEL AS INDICATED.

120E4424		REVISIONS	
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
A	RELOCATE TT-IB-2 DCI 98027362 AN 65028308	06-10-31	TURNERC1 VAT



© COPYRIGHT 2006 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION - THIS DOCUMENT CONTAINS
 PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC
 COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO
 OTHERS EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF
 GENERAL ELECTRIC COMPANY.

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE
DIMENSIONS ARE IN INCHES TOLERANCES ON 3 PL DECIMALS ± 5 PL DECIMALS ± ANGLES & RADIUSES ±	TAMMY A PRATT TERRY BR JACOBETH WYNCEVA TURNERS TAMMY A PRATT	06-02-11 05-02-11 05-02-11 05-02-11

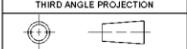
1	SPEC SCHEMATICS AND DIAGRAMS	37243011
2	FORMER PAPER	0000
LIST OF COMPLEMENTARY DOCUMENTS		
GENERAL ELECTRIC COMPANY GAS TURBINE Greenville, SC		
Control Devices - Turbine		
FIRST MADE FOR ML-7A1WFA1-9 0415		
REV	DESCRIPTION	DATE
E		
120E4424		
DM TO: NONE	DATE:	SHEET 1 of 1



- NOTES:
- SEE DEVICE SUMMARY (MLI 0414) FOR CONTROL DEVICE SETTINGS.
 - SEE DIAGRAM, SCHEMATIC PIPING-TURBINE AND COMPRESSOR WASHING (MLI 0442).
 - N/A
 - PRESSURE SENSING LINES MUST BE CONFIGURED TO PRECLUDE WATER TRAPS AND CONDENSATION DRAINAGE INTO DEVICES. HORIZONTAL RUNS INTO A DEVICE MUST BE A 1:12 SLOPE (MINIMUM), DOWN AND AWAY FROM DEVICE.
 - SEE SENSOR, HUMIDITY (MLI A122).
 - N/A
 - SEE DIAGRAM, SCHEMATIC PIPING-CONTROL AIR (MLI 0419).
 - MAXIMUM DEWPOINT = -40° F [-40° C]
 - N/A
 - N/A
 - N/A
 - N/A
 - WHEN SUPPLIED, INLET BLEED HEATER PIPE WELDING, INSPECTION, AND ACCEPTANCE CRITERIA SHALL BE IN ACCORDANCE WITH ASME B31.3, CHAPTER V (FABRICATION, ASSEMBLY, AND ERECTION) - SEVERE CYCLIC CONDITIONS. WELDING SHALL BE PERFORMED BY PED 9723/EC CERTIFIED WELDERS. SEVERE CYCLIC CONDITIONS REQUIRE X-RAY INSPECTION OF 100% OF THE WELDS.
 - NEAR SIDE AND FAR SIDE PRESSURE TAPS.

REVISIONS		DATE	APPROVED
REV	DESCRIPTION		
A	SHT DELETED NOTES 3 & 6. ADDED NOTE 14. REVISED TABLE VALUES. SHT REVISED AS SHOWN.	06-01-27	SRW TMA
DCI-06032449 AN-MF73923			SHERI R. WELLMAN

INTERFACE POINT NAME	SHEET NO. DWG ZONE	FLUID TYPE	TEMPERATURE			PRESSURE			FLOW		
			MINIMUM °F [°C]	NOMINAL °F [°C]	MAXIMUM °F [°C]	MINIMUM	NOMINAL	MAXIMUM	MINIMUM	NOMINAL	MAXIMUM
IE2	SHT 2 D8	AIR	SEE NOTE 8	80 [27]	150 [66]	80 PSIG [5.62 KG/CM2]	100 PSIG [7.03 KG/CM2]	115 PSIG [8.1 KG/CM2]	0	84 SCFM	100 SCFM
IE20	SHT 2 F5	AIR	AMBIENT	---	800 [427]	AMBIENT	---	235 PSIG [17 KG/CM2]	0	5.14 LB/S [2.33 KG/S]	31.03 LB/S [14.07 KG/S]
IE57A OR PM05-1	SHT 2 D2	EXHAUST GAS	---	1100 [593]	1200 [649]	0	0.36 PSIG [0.025 KG/CM2]	1 PSIG [0.07 KG/CM2]	0	0	0
IE57B OR PM03-2	SHT 2 D2	EXHAUST GAS	---	1100 [593]	1200 [649]	0	0.36 PSIG [0.025 KG/CM2]	1 PSIG [0.07 KG/CM2]	0	0	0



© COPYRIGHT 2009 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION - THIS DOCUMENT CONTAINS
 PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC
 COMPANY AND MAY NOT BE REPRODUCED OR DISCLOSED TO
 OTHERS EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF
 GENERAL ELECTRIC COMPANY.

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE	GE Power Generation
TOLERANCES ON 2 PL. DECIMALS ± ANGLES FRACTIONS ±	DESIGNED BY: SHERI R. WELLMAN CHECKED BY: EMMY A. PRATT DRAWN BY: EVAN FELIZ APPROVED BY: SHERI R. WELLMAN	05-10-15 05-10-15 05-10-15 05-10-15	GENERAL ELECTRIC COMPANY GAS TURBINE Georgetown, SC
			DIAGRAM, FLOW-INLET & EXHAUST
			FIRST MADE FOR: ML-7A1WFA358-1.2 0471
			SIZE: E SHEET NO: 133E3236 SHEET: 1 of 2

NOTES:

1. VM15-1 AND VA20-1 SHOULD BE LOCATED AS CLOSE AS POSSIBLE TO THE GAS TURBINE BASE ENCLOSURE.
2. THE STATIC PRESSURE TAP FOR 96BH-1 SHOULD BE LOCATED A MAXIMUM OF 3.0 FEET UPSTREAM OF VA20-1.
3. THE STATIC PRESSURE TAP FOR 96BH-2 SHOULD BE LOCATED 8-10 PIPE DIAMETERS DOWNSTREAM OF VA20-1. THE PIPING BETWEEN VA20-1 AND 96BH-2 SHOULD BE A STRAIGHT RUN.
4. INSTRUMENT AIR SHALL BE PROVIDED IN CONCORDANCE WITH GEK 110727 AND SIZED CONSIDERING THE FOLLOWING CONSUMPTIONS:
 - A) TURBINE START UP CONSUMPTION:
 - TRANSIENT: N/A
 - STEADY STATE: 20 SCFH
 - B) TURBINE OPERATION CONSUMPTION (FULL OR PART SPEED):
 - TRANSIENT: 300 SCFH FOR 4 SECONDS
 - STEADY STATE: 20 SCFH
 - C) TURBINE SHUTDOWN CONSUMPTION:
 - TRANSIENT: N/A
 - STEADY STATE: 20 SCFH
 - D) TURBINE TURNING GEAR
 - TRANSIENT: 300 SCFH FOR 4 SECONDS
 - STEADY STATE: 20 SCFH
5. SEE DEVICE SUMMARY (MLI 0414) FOR CONTROL DEVICE SETTINGS.
6. SEE FIELD INTERCONNECTING PIPING ARRANGEMENT (MLI A184) FOR FUNCTIONAL DESCRIPTION OF PIPING DESIGN REQUIREMENTS. THE SYSTEM MINIMUM AND MAXIMUM DESIGN FLOW CONDITIONS AT THE INLET TO VM15-1 ARE:

SYSTEM OPERATING MINIMUM FLOW	SYSTEM OPERATING MAXIMUM FLOW	SYSTEM MECHANICAL DESIGN
9.78 lbm/sec AT 231.12 psia 607.7 °F	24.30 lbm/sec AT 67.32 psia 643.2 °F	Max Pressure. 268.7 psia AT 675.3 °F Max Temp 819.8 °F AT 199.9 psia

7. NEEDLE VALVE IS ADJUSTMENT FOR QUICK EXHAUST VALVE VA42-1 THIS ADJUSTMENT IS FACTORY SET.

REVISIONS			
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
A	UPDATED REV BLOCKS, NOTE-8 DELETED.	04-01-27	DEA
B	UPDATED REV STATUS OF SHEETS UPDATED NOTE 4 AN04006490 L.CORNEJO	04-03-17	AMT

REVISE ON CAD ONLY
 UG PART: 361B2772P001
 (SPEC: 361B2772)

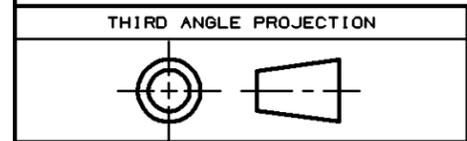
7FA INLET AIR HEATING PIPING BY OTHERS.

1	PIPING SYMBOLS	277A2415
IT.	NOMENCLATURE	IDENT
LIST OF COMPLEMENTARY DOCUMENTS		

A	B	REV	REV STATUS
2	1	SH	OF SHEETS

© COPYRIGHT 2003 GENERAL ELECTRIC COMPANY

PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.

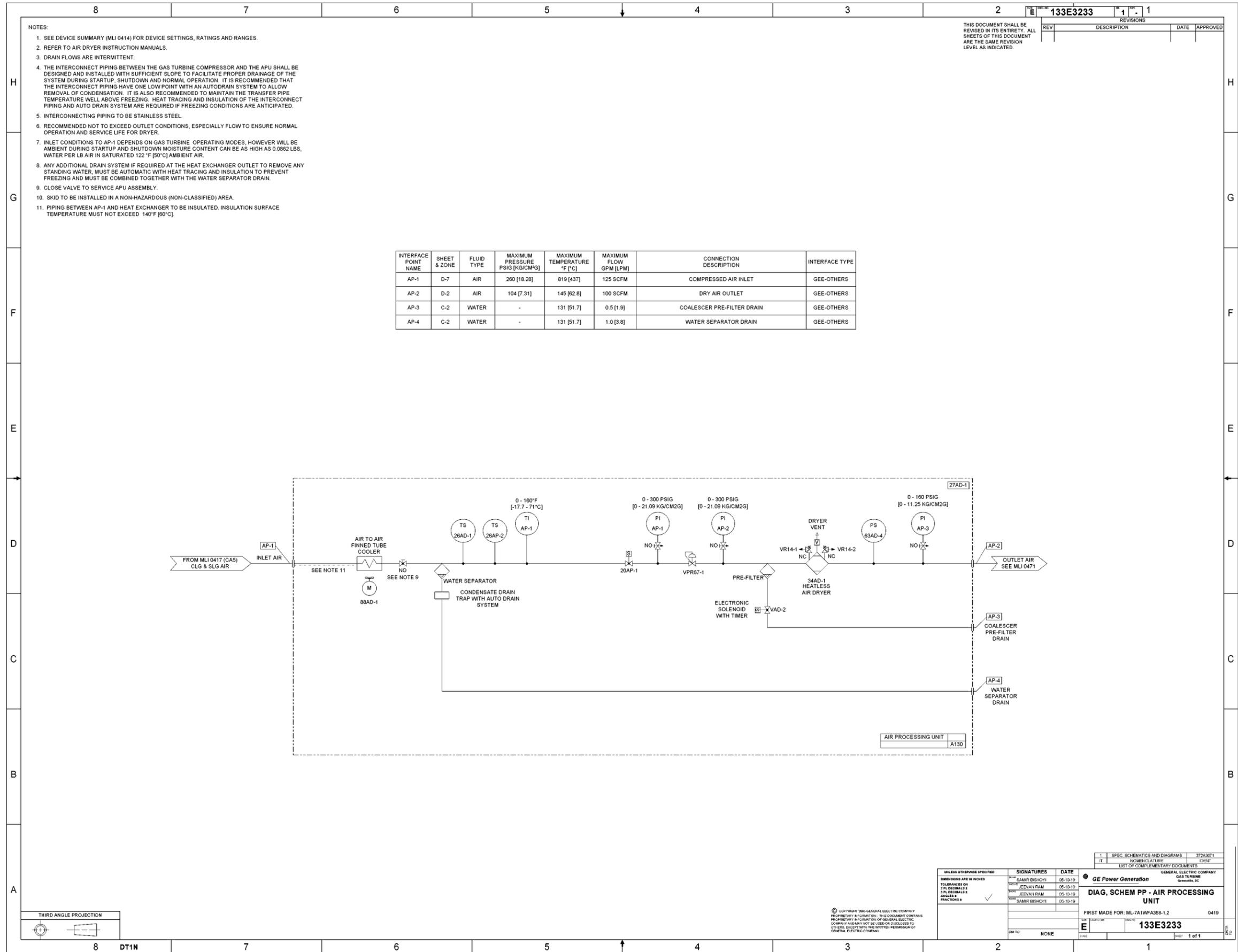


UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE	GE Power Generation GENERAL ELECTRIC COMPANY GAS TURBINE Schenectady, NY
DIMENSIONS ARE IN INCHES.	DRAWN LILIANA CORNEJO	03-04-22	
TOLERANCES ON:	CHECKED SCOTT SZEPEK	03-04-22	
2 PL DECIMALS ± 3 PL DECIMALS ± ANGLES ± FRACTIONS ±	ENGRG SCOTT SZEPEK ISSUED LILIANA CORNEJO	03-04-22 03-04-25	
APPLIED PRACTICES 348A9200	SIM TO: NONE		DIAGRAM, SCHEM PP-INLET AIR HTG FIRST MADE FOR ML-7A1WFA1-9 0432
SIZE B	CAGE CODE	DWG NO 361B2772	SCALE NONE SHEET 1

DT-1N

CT1D

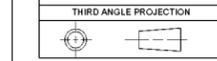
DISTR TO



UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE
DIMENSIONS ARE IN INCHES	BY: SAMIR BISHOVI	05-10-19
TOLERANCES ON 2 PL DECIMALS	BY: JEEVAN RAM	05-10-19
3 PL DECIMALS	BY: JEEVAN RAM	05-10-19
FRACTIONS	BY: SAMIR BISHOVI	05-10-19

GE Power Generation
 GE Power Generation
 GE Power Generation
 GE Power Generation

DIAG, SCHEM PP - AIR PROCESSING UNIT
 FIRST MADE FOR: ML-7A1WFA358-1.2 0419
 SHEET: E 133E3233
 DATE: NONE
 1 of 1



REVISIONS			
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
A	UPDATED THE TITLE OF TABLE PER DCI06019334.	06-07-05	JF2

PURCHASER CONNECTION LOCATIONS-DESIGN REQUIREMENTS/PROCESS CONDITIONS

PM01 PM04	INLET PRESSURE PROBES (DELTA P CONNECTION) PRESSURE(PSIG): MIN=0.0 MAX=0.400 DESIGN=0.100 PRESSURE(KG/CM2): MIN=0.0 MAX=0.028 DESIGN=0.007 PRESSURE(BAR): MIN=0.0 MAX=0.028 DESIGN=0.007 PRESSURE(KPA): MIN=0.0 MAX=2.758 DESIGN=0.700 AMBIENT TEMPERATURE
PM02 PM05	BELLMOUTH PRESSURE PROBES (DELTA P CONNECTION) PRESSURE(PSIG): MIN=0.0 MAX=5.000 DESIGN=3.500 PRESSURE(KG/CM2): MIN=0.0 MAX=0.352 DESIGN=0.246 PRESSURE(BAR): MIN=0.0 MAX=0.345 DESIGN=0.241 PRESSURE(KPA): MIN=0.0 MAX=34.470 DESIGN=24.130 AMBIENT TEMPERATURE
PM3-1 PM3-2 PM08 PM11	EXHAUST PRESSURE TEMPERATURE(F): MIN=0.0 MAX=1200 DESIGN=1100 TEMPERATURE(C): MIN=0.0 MAX=648.9 DESIGN=593.3 PRESSURE(PSIG) MIN=0.0 MAX=1.00 DESIGN=0.361 PRESSURE(KG/CM2) MIN=0.0 MAX=0.070 DESIGN=0.025 PRESSURE(BAR) MIN=0.0 MAX=0.069 DESIGN=0.025 PRESSURE(KPA) MIN=0.0 MAX=6.894 DESIGN=2.491
PM06 PM09 PM10 PM12	TO ATM AMBIENT PRESSURE AMBIENT TEMPERATURE

THIS DOCUMENT SHALL BE REVISED IN ITS ENTIRETY. ALL SHEETS OF THIS DOCUMENT ARE THE SAME REVISION LEVEL AS INDICATED.

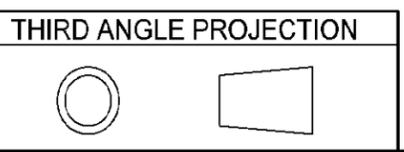
NOTES:

1. SEE DEVICE SUMMARY (MLI 0414) FOR CONTROL DEVICE SETTINGS.
2. SEE 0302 FOR INSTALLATION OUTLINE.
3. FOR CALIBRATION MINIMUM DISTANCE BETWEEN TOP OF TRANSMITTER AND JB37 WALL IS TO BE 6.0 INCH
4. 3-WAY VALVES SUPPLIED BY G.E.
5. THE RECOMMENDED SLOPE OF THE TUBING RUN FROM JB37 TO THE EXHAUST DUCT IS TOWARDS THE EXHAUST DUCT, AS INDICATED. HOWEVER, IT IS ACCEPTABLE TO SLOPE THE TUBING RUN TOWARDS THE JUNCTION BOX, OR TOWARDS BOTH THE JUNCTION BOX AND THE EXHAUST DUCT, PROVIDED THAT THE CORRECT SLOPE IS MAINTAINED, AND NO LOW POINTS EXIST AT ANY LOCATION IN THE TUBING RUN.

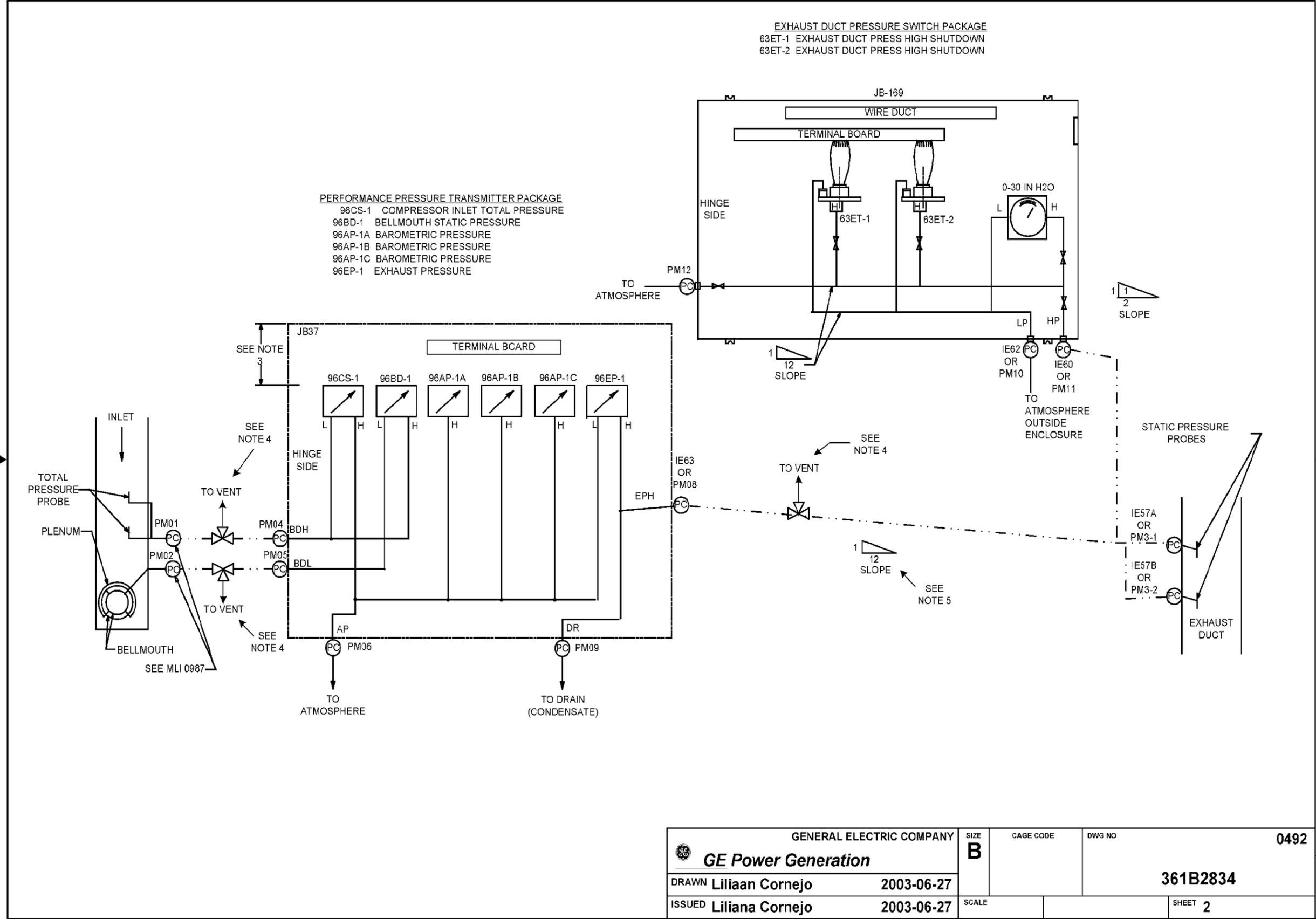
SCHEMATIC DIAGRAM PERFORMANCE MONITOR

1	PIPING SYMBOLS	277A2415
IT.	NOMENCLATURE	IDENT
LIST OF COMPLEMENTARY DOCUMENTS		

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE	GENERAL ELECTRIC COMPANY		
DIMENSIONS ARE IN INCHES TOLERANCES ON 2 PL DECIMALS ± 3 PL DECIMALS ± ANGLES ± FRACTIONS ±	DRAWN	Liliana Comejo	2003-06-27	 GE Power Generation 0492: PERFORMANCE MONITOR 0492	
	CHECKED	Scott Zsepek	2003-06-27		
	ENGRG	Scott Zsepek	2003-06-27		
	ISSUED	Liliana Comejo	2003-06-27		
APPLIED PRACTICES 348A9200	SIM TO: NONE		SIZE B	CAGE CODE	DWG NO 361B2834
			SCALE NONE		SHEET 1



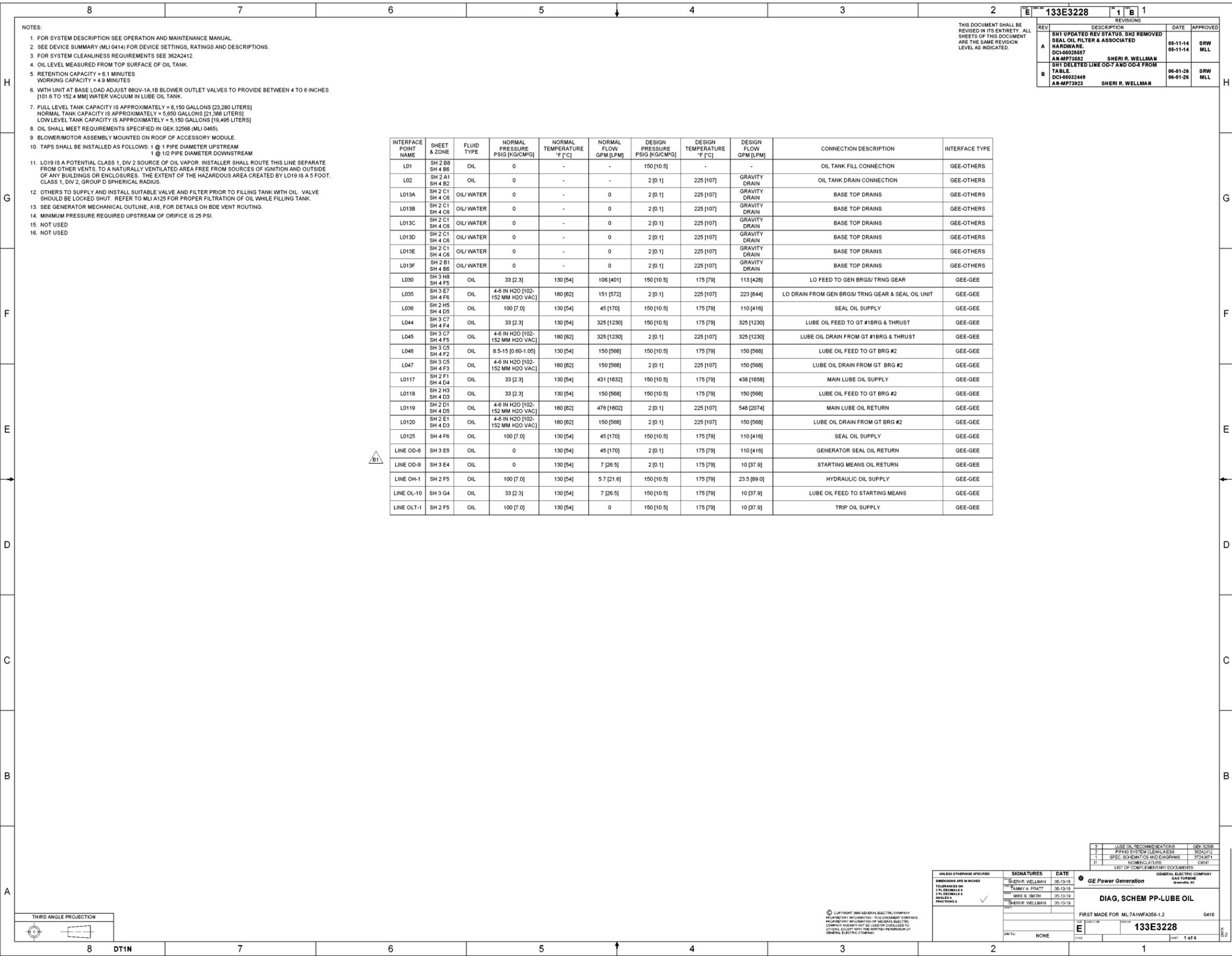
© COPYRIGHT 2003 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.



PERFORMANCE PRESSURE TRANSMITTER PACKAGE
 96CS-1 COMPRESSOR INLET TOTAL PRESSURE
 96BD-1 BELLMOUTH STATIC PRESSURE
 96AP-1A BAROMETRIC PRESSURE
 96AP-1B BAROMETRIC PRESSURE
 96AP-1C BAROMETRIC PRESSURE
 96EP-1 EXHAUST PRESSURE

EXHAUST DUCT PRESSURE SWITCH PACKAGE
 63ET-1 EXHAUST DUCT PRESS HIGH SHUTDOWN
 63ET-2 EXHAUST DUCT PRESS HIGH SHUTDOWN

GENERAL ELECTRIC COMPANY GE Power Generation		SIZE B	CAGE CODE	DWG NO 0492
DRAWN Liliaan Cornejo	2003-06-27	DWG NO 361B2834		
ISSUED Liliaan Cornejo	2003-06-27			
SCALE		SHEET 2		DISTR TO



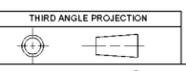
- NOTES:
- FOR SYSTEM DESCRIPTION SEE OPERATION AND MAINTENANCE MANUAL.
 - SEE DEVICE SUMMARY (MLI 0414) FOR DEVICE SETTINGS, RATINGS AND DESCRIPTIONS.
 - FOR SYSTEM CLEANLINESS REQUIREMENTS SEE 362A2412.
 - OIL LEVEL MEASURED FROM TOP SURFACE OF OIL TANK.
 - RETENTION CAPACITY = 6.1 MINUTES
WORKING CAPACITY = 4.9 MINUTES
 - WITH UNIT AT BASE LOAD ADJUST 86GV-1A, 1B BLOWER OUTLET VALVES TO PROVIDE BETWEEN 4 TO 6 INCHES [101.6 TO 152.4 MM] WATER VACUUM IN LUBE OIL TANK.
 - FULL LEVEL TANK CAPACITY IS APPROXIMATELY = 6,150 GALLONS [23,280 LITERS]
NORMAL TANK CAPACITY IS APPROXIMATELY = 5,050 GALLONS [19,060 LITERS]
LOW LEVEL TANK CAPACITY IS APPROXIMATELY = 5,150 GALLONS [19,465 LITERS]
 - OIL SHALL MEET REQUIREMENTS SPECIFIED IN GEK 32568 (MLI 0465).
 - BLOWER/MOTOR ASSEMBLY MOUNTED ON ROOF OF ACCESSORY MODULE.
 - TAPS SHALL BE INSTALLED AS FOLLOWS: 1 @ 1 PIPE DIAMETER UPSTREAM
1 @ 1/2 PIPE DIAMETER DOWNSTREAM
 - LO19 IS A POTENTIAL CLASS 1, DIV 2 SOURCE OF OIL VAPOR. INSTALLER SHALL ROUTE THIS LINE SEPARATE FROM OTHER VENTS, TO A NATURALLY VENTILATED AREA FREE FROM SOURCES OF IGNITION AND OUTSIDE OF ANY BUILDINGS OR ENCLOSURES. THE EXTENT OF THE HAZARDOUS AREA CREATED BY LO19 IS A 5 FOOT, CLASS 1, DIV 2, GROUP D SPHERICAL RADIUS.
 - OTHERS TO SUPPLY AND INSTALL SUITABLE VALVE AND FILTER PRIOR TO FILLING TANK WITH OIL. VALVE SHOULD BE LOCKED SHUT. REFER TO MLI A125 FOR PROPER FILTRATION OF OIL WHILE FILLING TANK.
 - SEE GENERATOR MECHANICAL OUTLINE, A1B, FOR DETAILS ON BDE VENT ROUTING.
 - MINIMUM PRESSURE REQUIRED UPSTREAM OF ORIFICE IS 25 PSI.
 - NOT USED
 - NOT USED

THIS DOCUMENT SHALL BE REVISED IN ITS ENTIRETY. ALL SHEETS OF THIS DOCUMENT ARE THE SAME REVISION LEVEL AS INDICATED.

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
A	SH1 UPDATED REV STATUS. SH2 REMOVED SEAL OIL FILTER & ASSOCIATED HARDWARE. DCI-05032449 AN-MP73582	08-11-14 08-11-14	SRW MLL
B	SH1 DELETED LINE OD-7 AND OD-8 FROM TABLE. DCI-05032449 AN-MP73523	08-01-26 08-01-26	SRW MLL

INTERFACE POINT NAME	SHEET & ZONE	FLUID TYPE	NORMAL PRESSURE PSIG (K/GCM/G)	NORMAL TEMPERATURE °F (°C)	NORMAL FLOW GPM (LPM)	DESIGN PRESSURE PSIG (K/GCM/G)	DESIGN TEMPERATURE °F (°C)	DESIGN FLOW GPM (LPM)	CONNECTION DESCRIPTION	INTERFACE TYPE
L01	SH 2 B8 SH 4 B6	OIL	0	-	-	150 [10.5]	-	-	OIL TANK FILL CONNECTION	GEE-OTHERS
L02	SH 2 A1 SH 4 B2	OIL	0	-	-	2 [0.1]	225 [107]	225 [107]	OIL TANK DRAIN CONNECTION	GEE-OTHERS
L013A	SH 2 C1 SH 4 C6	OIL/WATER	0	-	0	2 [0.1]	225 [107]	225 [107]	GRAVITY DRAIN	GEE-OTHERS
L013B	SH 2 C1 SH 4 C6	OIL/WATER	0	-	0	2 [0.1]	225 [107]	225 [107]	GRAVITY DRAIN	GEE-OTHERS
L013C	SH 2 C1 SH 4 C6	OIL/WATER	0	-	0	2 [0.1]	225 [107]	225 [107]	GRAVITY DRAIN	GEE-OTHERS
L013D	SH 2 C1 SH 4 C6	OIL/WATER	0	-	0	2 [0.1]	225 [107]	225 [107]	GRAVITY DRAIN	GEE-OTHERS
L013E	SH 2 C1 SH 4 C6	OIL/WATER	0	-	0	2 [0.1]	225 [107]	225 [107]	GRAVITY DRAIN	GEE-OTHERS
L013F	SH 2 B1 SH 4 B6	OIL/WATER	0	-	0	2 [0.1]	225 [107]	225 [107]	GRAVITY DRAIN	GEE-OTHERS
L030	SH 3 H8 SH 4 F5	OIL	33 [2.3]	130 [54]	106 [401]	150 [10.5]	175 [79]	113 [428]	LO FEED TO GEN BRGS/ TRNG GEAR	GEE-GEE
L035	SH 3 E7 SH 4 F6	OIL	4-6 IN H2O [102-152 MM H2O VAC]	180 [82]	151 [572]	2 [0.1]	225 [107]	223 [844]	LO DRAIN FROM GEN BRGS/ TRNG GEAR & SEAL OIL UNIT	GEE-GEE
L036	SH 2 H5 SH 4 D5	OIL	100 [7.0]	130 [54]	45 [170]	150 [10.5]	175 [79]	110 [416]	SEAL OIL SUPPLY	GEE-GEE
L044	SH 3 C7 SH 4 F4	OIL	33 [2.3]	130 [54]	325 [1230]	150 [10.5]	175 [79]	325 [1230]	LUBE OIL FEED TO GT #1 BRG & THRUST	GEE-GEE
L045	SH 3 C7 SH 4 F5	OIL	4-6 IN H2O [102-152 MM H2O VAC]	180 [82]	325 [1230]	2 [0.1]	225 [107]	325 [1230]	LUBE OIL DRAIN FROM GT #1 BRG & THRUST	GEE-GEE
L046	SH 3 C5 SH 4 F2	OIL	8.5-15 [0.60-1.05]	130 [54]	150 [568]	150 [10.5]	175 [79]	150 [568]	LUBE OIL FEED TO GT BRG #2	GEE-GEE
L047	SH 3 C5 SH 4 F3	OIL	4-6 IN H2O [102-152 MM H2O VAC]	180 [82]	150 [568]	2 [0.1]	225 [107]	150 [568]	LUBE OIL DRAIN FROM GT BRG #2	GEE-GEE
L0117	SH 2 F1 SH 4 D4	OIL	33 [2.3]	130 [54]	431 [1632]	150 [10.5]	175 [79]	438 [1658]	MAIN LUBE OIL SUPPLY	GEE-GEE
L0118	SH 2 H3 SH 4 D3	OIL	33 [2.3]	130 [54]	150 [568]	150 [10.5]	175 [79]	150 [568]	LUBE OIL FEED TO GT BRG #2	GEE-GEE
L0119	SH 2 D1 SH 4 D5	OIL	4-6 IN H2O [102-152 MM H2O VAC]	180 [82]	476 [1802]	2 [0.1]	225 [107]	548 [2074]	MAIN LUBE OIL RETURN	GEE-GEE
L0120	SH 2 E1 SH 4 D3	OIL	4-6 IN H2O [102-152 MM H2O VAC]	180 [82]	150 [568]	2 [0.1]	225 [107]	150 [568]	LUBE OIL DRAIN FROM GT BRG #2	GEE-GEE
L0125	SH 4 F6	OIL	100 [7.0]	130 [54]	45 [170]	150 [10.5]	175 [79]	110 [416]	SEAL OIL SUPPLY	GEE-GEE
LINE OD-6	SH 3 E5	OIL	0	130 [54]	45 [170]	2 [0.1]	175 [79]	110 [416]	GENERATOR SEAL OIL RETURN	GEE-GEE
LINE OD-9	SH 3 E4	OIL	0	130 [54]	7 [26.5]	2 [0.1]	175 [79]	10 [37.9]	STARTING MEANS OIL RETURN	GEE-GEE
LINE OH-1	SH 2 F5	OIL	100 [7.0]	130 [54]	5.7 [21.6]	150 [10.5]	175 [79]	23.5 [89.0]	HYDRAULIC OIL SUPPLY	GEE-GEE
LINE OL-10	SH 3 G4	OIL	33 [2.3]	130 [54]	7 [26.5]	150 [10.5]	175 [79]	10 [37.9]	LUBE OIL FEED TO STARTING MEANS	GEE-GEE
LINE OLT-1	SH 2 F5	OIL	100 [7.0]	130 [54]	0	150 [10.5]	175 [79]	10 [37.9]	TRIP OIL SUPPLY	GEE-GEE

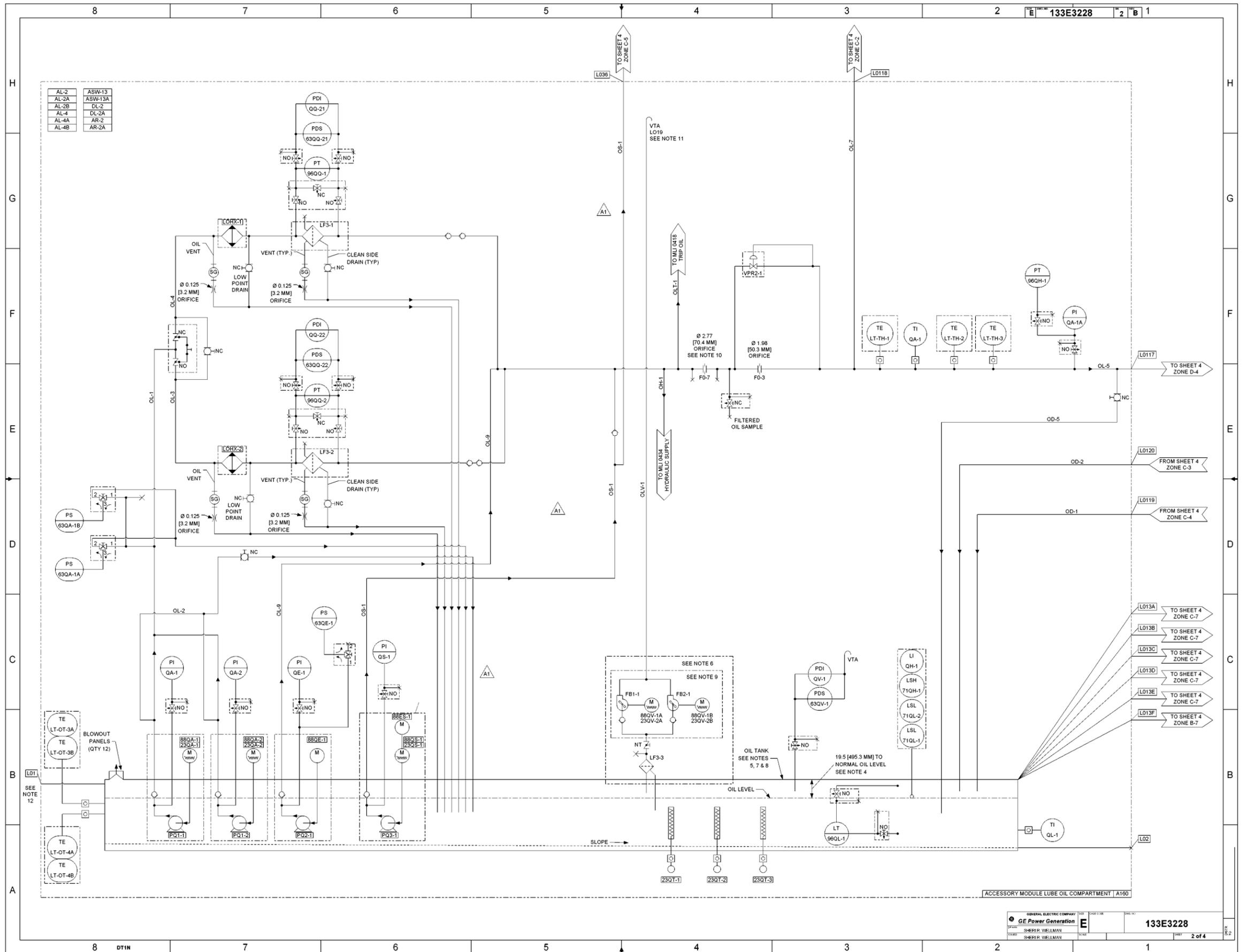
△ B1



© COPYRIGHT 2006 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION. THIS DOCUMENT CONTAINS
 PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC
 COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO
 OTHERS WITHOUT THE WRITTEN PERMISSION OF
 GENERAL ELECTRIC COMPANY.

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE	GENERAL ELECTRIC COMPANY
DIMENSIONS ARE IN INCHES UNLESS INDICATED OTHERWISE TOLERANCES: FRACTIONS DECIMALS	BY: SHERI R. WELLMAN	05-15-18	GE Power Generation GENERAL ELECTRIC COMPANY GAS TURBINE Greenville, SC DIAG, SCHEM PP-LUBE OIL FIRST MADE FOR ML-7A1WFA358-1.2 0416 133E3228 SHEET 1 of 4
	BY: TAMMY A. SPATT	05-15-18	
	BY: MIKE B. SMITH	05-15-19	
	BY: SHERI R. WELLMAN	05-15-19	
BY: NONE			

NO.	DESCRIPTION	DATE
3	LUBE OIL RECOMMENDATIONS	GEK 32508
2	PIPING SYSTEM CLEANLINESS	302A2412
1	SPEC. SCHEMATIC AND DIAGRAMS	372A361
0	NOMENCLATURE	08101



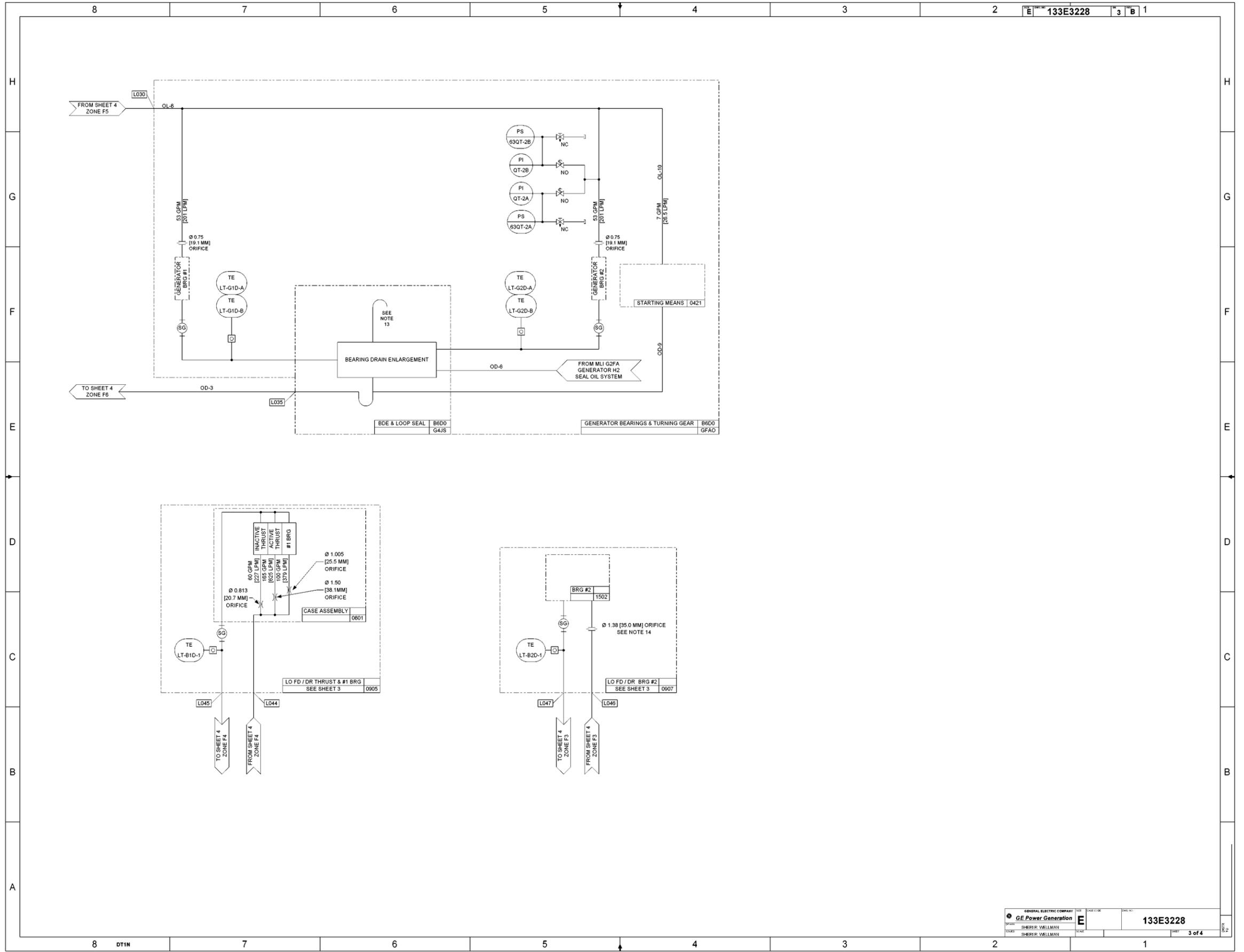
AL-2	ASW-13
AL-2A	ASW-13A
AL-2B	DL-2
AL-4	DL-2A
AL-4A	AR-2
AL-4B	AR-2A

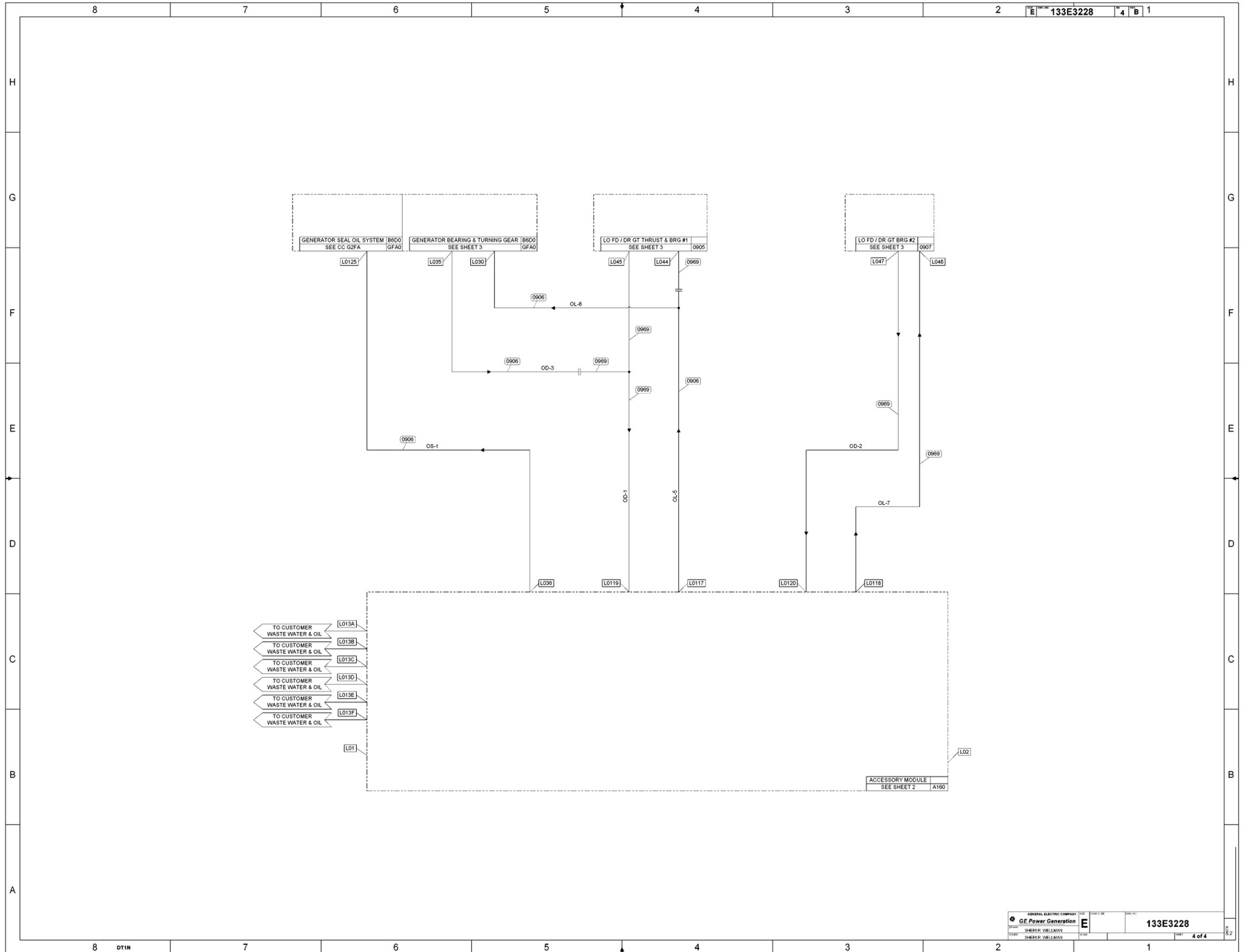
E 133E3228 2 B 1

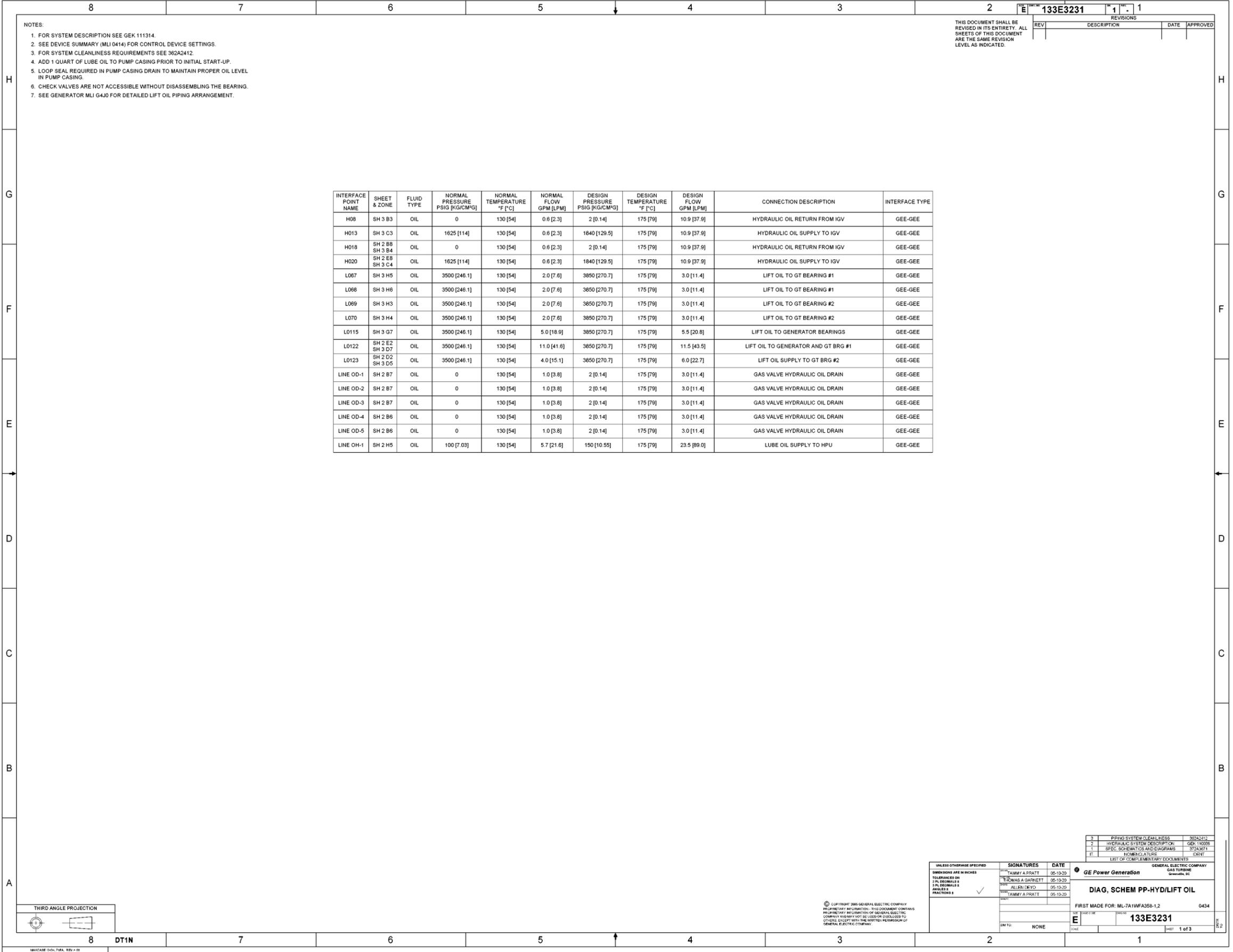
H
G
F
E
D
C
B
A

8 7 6 5 4 3 2 1

8 7 6 5 4 3 2 1



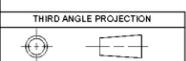




- NOTES:
1. FOR SYSTEM DESCRIPTION SEE GEK 111314
 2. SEE DEVICE SUMMARY (MLI 0414) FOR CONTROL DEVICE SETTINGS.
 3. FOR SYSTEM CLEANLINESS REQUIREMENTS SEE 362A2412
 4. ADD 1 QUART OF LUBE OIL TO PUMP CASING PRIOR TO INITIAL START-UP.
 5. LOOP SEAL REQUIRED IN PUMP CASING DRAIN TO MAINTAIN PROPER OIL LEVEL IN PUMP CASING.
 6. CHECK VALVES ARE NOT ACCESSIBLE WITHOUT DISASSEMBLING THE BEARING.
 7. SEE GENERATOR MLI G4J0 FOR DETAILED LIFT OIL PIPING ARRANGEMENT.

REV		DESCRIPTION		DATE	APPROVED
E		133E3231		1	1

INTERFACE POINT NAME	SHEET & ZONE	FLUID TYPE	NORMAL PRESSURE PSIG [KG/CM ² G]	NORMAL TEMPERATURE °F [°C]	NORMAL FLOW GPM [LPM]	DESIGN PRESSURE PSIG [KG/CM ² G]	DESIGN TEMPERATURE °F [°C]	DESIGN FLOW GPM [LPM]	CONNECTION DESCRIPTION	INTERFACE TYPE
H08	SH 3 B3	OIL	0	130 [54]	0.6 [2.3]	2 [0.14]	175 [79]	10.9 [37.9]	HYDRAULIC OIL RETURN FROM IGTV	GEE-GEE
H013	SH 3 C3	OIL	1625 [114]	130 [54]	0.6 [2.3]	1840 [129.5]	175 [79]	10.9 [37.9]	HYDRAULIC OIL SUPPLY TO IGTV	GEE-GEE
H018	SH 2 B8 SH 3 B4	OIL	0	130 [54]	0.6 [2.3]	2 [0.14]	175 [79]	10.9 [37.9]	HYDRAULIC OIL RETURN FROM IGTV	GEE-GEE
H020	SH 2 E8 SH 3 C4	OIL	1625 [114]	130 [54]	0.6 [2.3]	1840 [129.5]	175 [79]	10.9 [37.9]	HYDRAULIC OIL SUPPLY TO IGTV	GEE-GEE
L067	SH 3 H5	OIL	3500 [246.1]	130 [54]	2.0 [7.6]	3850 [270.7]	175 [79]	3.0 [11.4]	LIFT OIL TO GT BEARING #1	GEE-GEE
L068	SH 3 H6	OIL	3500 [246.1]	130 [54]	2.0 [7.6]	3850 [270.7]	175 [79]	3.0 [11.4]	LIFT OIL TO GT BEARING #1	GEE-GEE
L069	SH 3 H3	OIL	3500 [246.1]	130 [54]	2.0 [7.6]	3850 [270.7]	175 [79]	3.0 [11.4]	LIFT OIL TO GT BEARING #2	GEE-GEE
L070	SH 3 H4	OIL	3500 [246.1]	130 [54]	2.0 [7.6]	3850 [270.7]	175 [79]	3.0 [11.4]	LIFT OIL TO GT BEARING #2	GEE-GEE
L0115	SH 3 G7	OIL	3500 [246.1]	130 [54]	5.0 [18.9]	3850 [270.7]	175 [79]	5.5 [20.8]	LIFT OIL TO GENERATOR BEARINGS	GEE-GEE
L0122	SH 2 E2 SH 3 D7	OIL	3500 [246.1]	130 [54]	11.0 [41.6]	3850 [270.7]	175 [79]	11.5 [43.5]	LIFT OIL TO GENERATOR AND GT BRG #1	GEE-GEE
L0123	SH 2 D2 SH 3 D5	OIL	3500 [246.1]	130 [54]	4.0 [15.1]	3850 [270.7]	175 [79]	6.0 [22.7]	LIFT OIL SUPPLY TO GT BRG #2	GEE-GEE
LINE OD-1	SH 2 B7	OIL	0	130 [54]	1.0 [3.8]	2 [0.14]	175 [79]	3.0 [11.4]	GAS VALVE HYDRAULIC OIL DRAIN	GEE-GEE
LINE OD-2	SH 2 B7	OIL	0	130 [54]	1.0 [3.8]	2 [0.14]	175 [79]	3.0 [11.4]	GAS VALVE HYDRAULIC OIL DRAIN	GEE-GEE
LINE OD-3	SH 2 B7	OIL	0	130 [54]	1.0 [3.8]	2 [0.14]	175 [79]	3.0 [11.4]	GAS VALVE HYDRAULIC OIL DRAIN	GEE-GEE
LINE OD-4	SH 2 B6	OIL	0	130 [54]	1.0 [3.8]	2 [0.14]	175 [79]	3.0 [11.4]	GAS VALVE HYDRAULIC OIL DRAIN	GEE-GEE
LINE OD-5	SH 2 B6	OIL	0	130 [54]	1.0 [3.8]	2 [0.14]	175 [79]	3.0 [11.4]	GAS VALVE HYDRAULIC OIL DRAIN	GEE-GEE
LINE OH-1	SH 2 H5	OIL	100 [7.03]	130 [54]	5.7 [21.6]	150 [10.55]	175 [79]	23.5 [89.0]	LUBE OIL SUPPLY TO HPU	GEE-GEE



UNLESS OTHERWISE SPECIFIED		SIGNATURES		DATE
DIMENSIONS ARE IN INCHES		TAMMY A PRATT		05-15-20
TOLERANCES ON		TAMMY A PRATT		05-15-20
1 PL DECIMALS		TAMMY A PRATT		05-15-20
2 PL DECIMALS		TAMMY A PRATT		05-15-20
3 PL DECIMALS		TAMMY A PRATT		05-15-20
ANGLES & RADIATIONS		TAMMY A PRATT		05-15-20

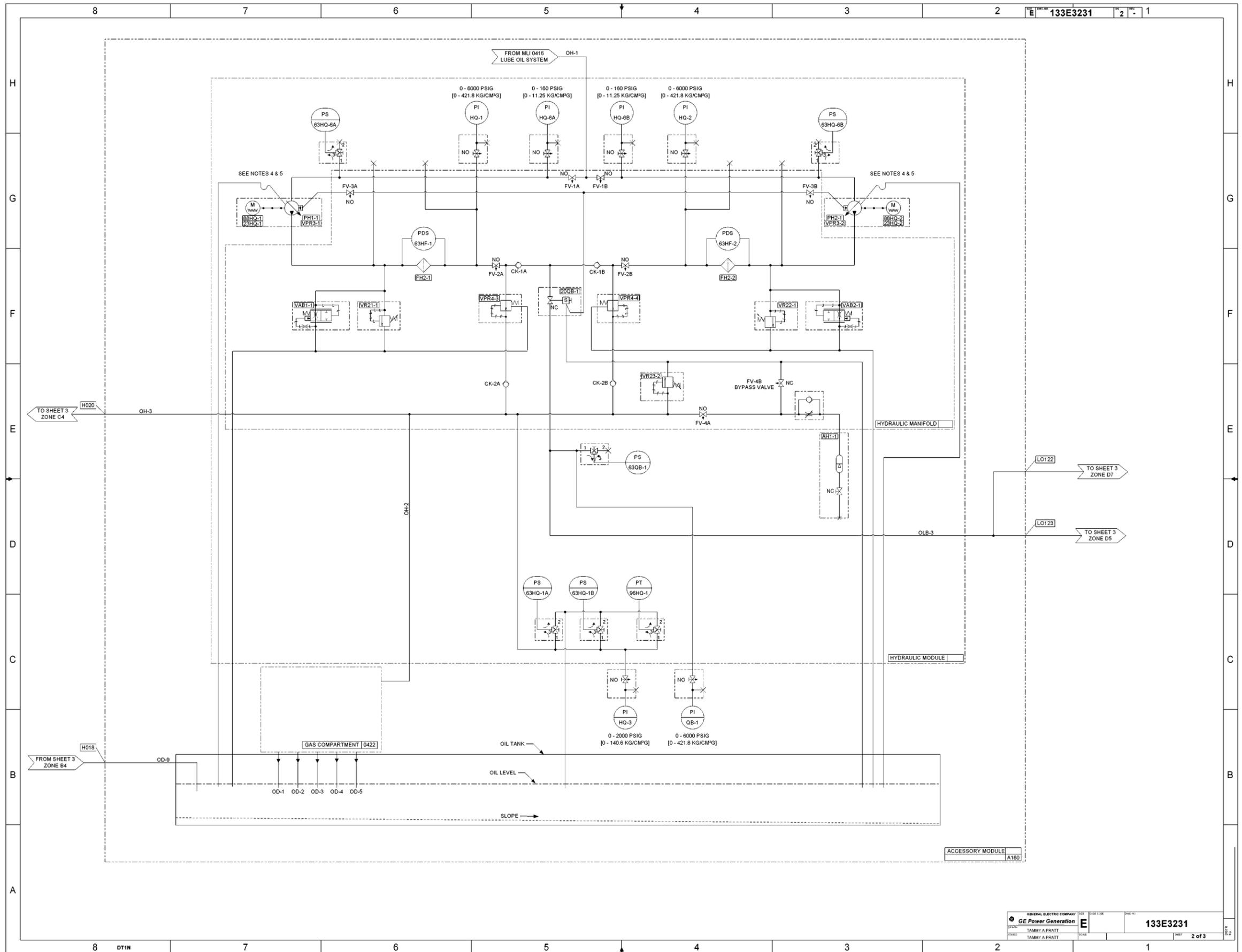
GE Power Generation
GENERAL ELECTRIC COMPANY
GAS TURBINE
Greenville, SC

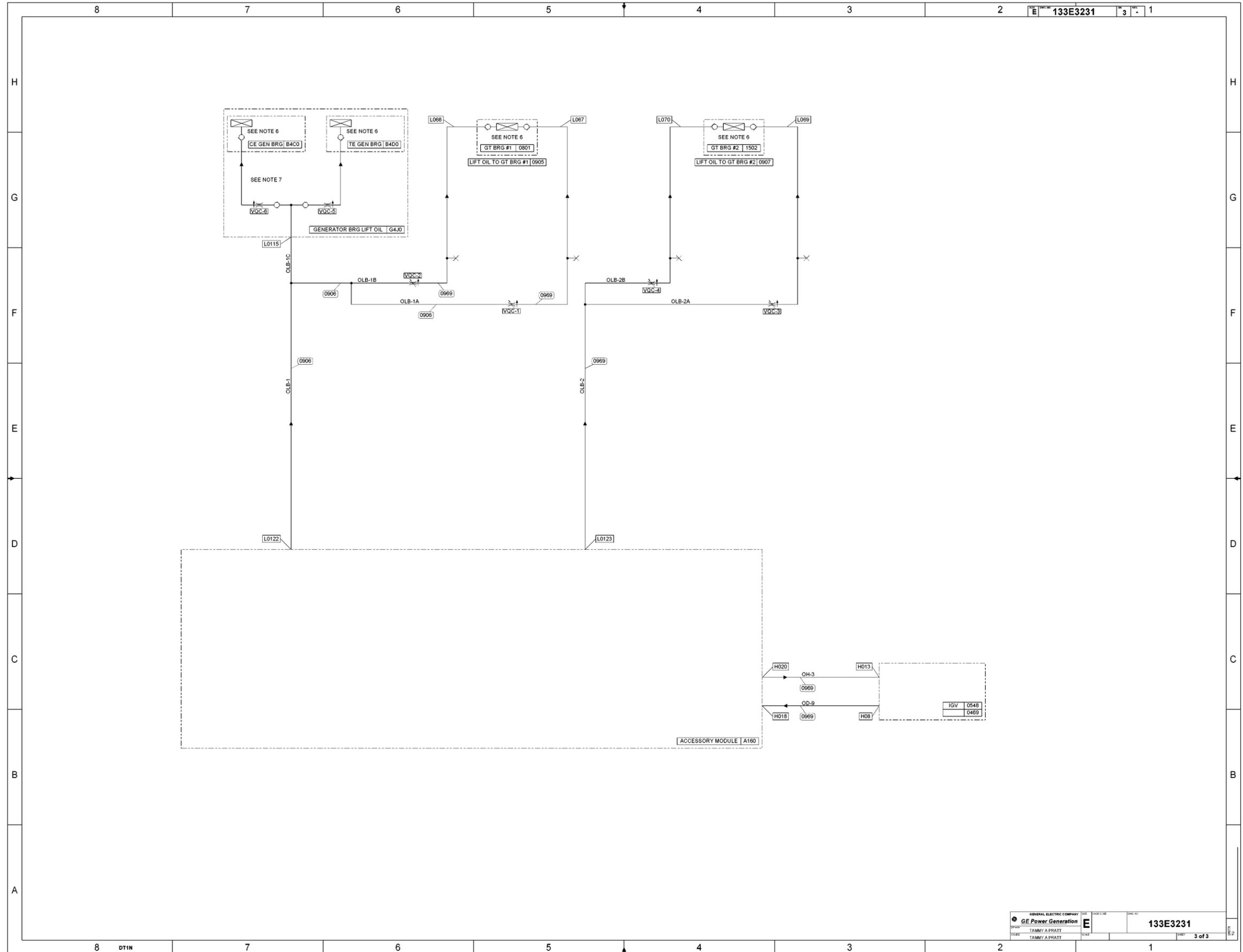
DIAG, SCHEM PP-HYD/LIFT OIL

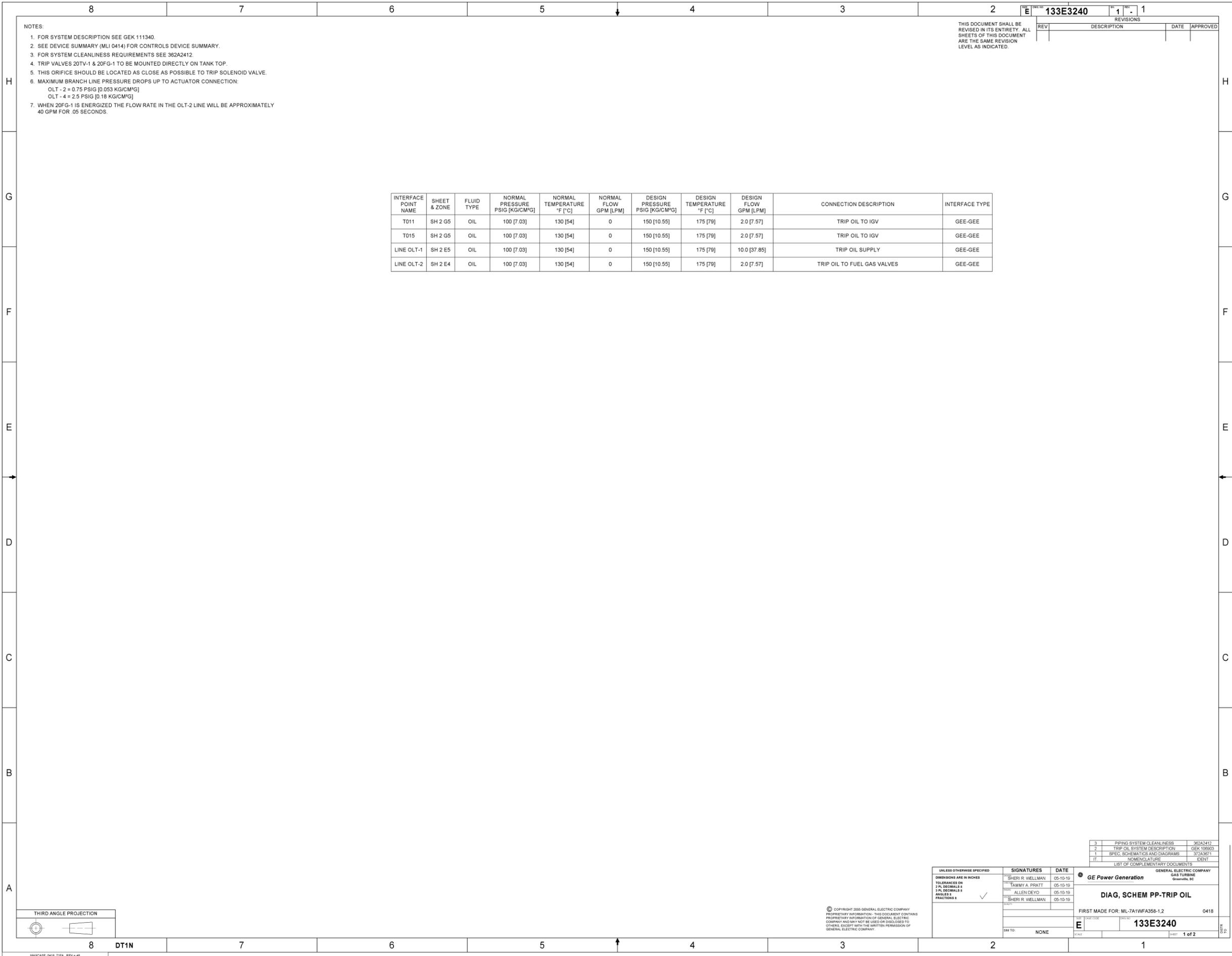
FIRST MADE FOR: ML-7A1WFA358-1.2 0434

133E3231

1 of 3





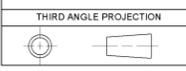


NOTES:

1. FOR SYSTEM DESCRIPTION SEE GEK 111340.
2. SEE DEVICE SUMMARY (MLI 0414) FOR CONTROLS DEVICE SUMMARY.
3. FOR SYSTEM CLEANLINESS REQUIREMENTS SEE 362A2412.
4. TRIP VALVES 20TV-1 & 20FG-1 TO BE MOUNTED DIRECTLY ON TANK TOP.
5. THIS ORIFICE SHOULD BE LOCATED AS CLOSE AS POSSIBLE TO TRIP SOLENOID VALVE.
6. MAXIMUM BRANCH LINE PRESSURE DROPS UP TO ACTUATOR CONNECTION:
 OLT - 2 = 0.75 PSIG [0.053 KG/CM²G]
 OLT - 4 = 2.5 PSIG [0.18 KG/CM²G]
7. WHEN 20FG-1 IS ENERGIZED THE FLOW RATE IN THE OLT-2 LINE WILL BE APPROXIMATELY 40 GPM FOR .05 SECONDS.

REVISIONS			
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED

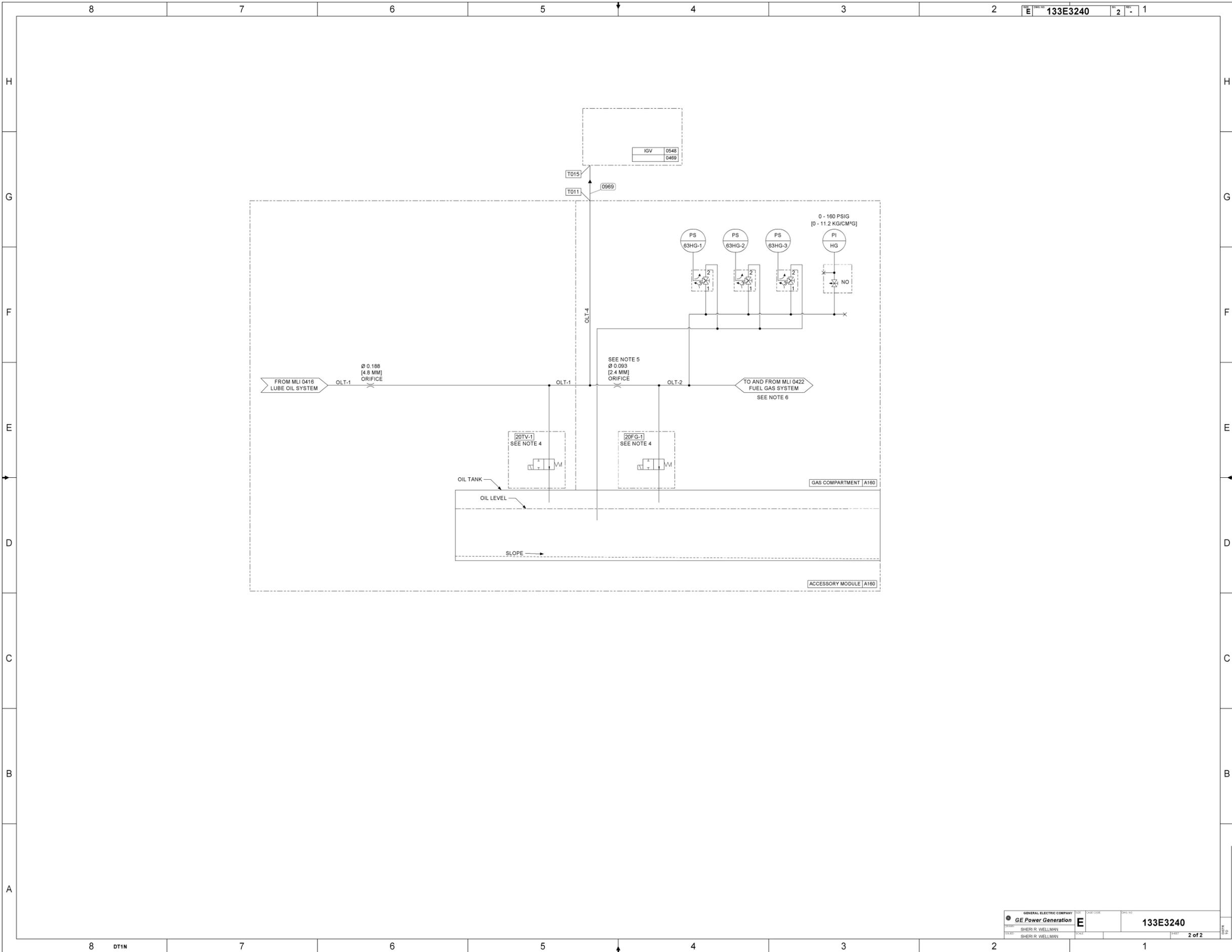
INTERFACE POINT NAME	SHEET & ZONE	FLUID TYPE	NORMAL PRESSURE PSIG [KG/CM ² G]	NORMAL TEMPERATURE °F [°C]	NORMAL FLOW GPM [LPM]	DESIGN PRESSURE PSIG [KG/CM ² G]	DESIGN TEMPERATURE °F [°C]	DESIGN FLOW GPM [LPM]	CONNECTION DESCRIPTION	INTERFACE TYPE
T011	SH 2 G5	OIL	100 [7.03]	130 [54]	0	150 [10.55]	175 [79]	2.0 [7.57]	TRIP OIL TO IGTV	GEE-GEE
T015	SH 2 G5	OIL	100 [7.03]	130 [54]	0	150 [10.55]	175 [79]	2.0 [7.57]	TRIP OIL TO IGTV	GEE-GEE
LINE OLT-1	SH 2 E5	OIL	100 [7.03]	130 [54]	0	150 [10.55]	175 [79]	10.0 [37.85]	TRIP OIL SUPPLY	GEE-GEE
LINE OLT-2	SH 2 E4	OIL	100 [7.03]	130 [54]	0	150 [10.55]	175 [79]	2.0 [7.57]	TRIP OIL TO FUEL GAS VALVES	GEE-GEE



© COPYRIGHT 2005 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION: THIS DOCUMENT CONTAINS
 PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC
 COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO
 OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF
 GENERAL ELECTRIC COMPANY.

3	PIPING SYSTEM CLEANLINESS	362A2412
2	TRIP OIL SYSTEM DESCRIPTION	GEK 109903
1	SPEC. SCHEMATICS AND DIAGRAMS	372A3671
IT	NOMENCLATURE	IDENT

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE	GENERAL ELECTRIC COMPANY GAS TURBINE Greenville, SC
DIMENSIONS ARE IN INCHES	SHERI R. WELLMAN	05-10-19	GE Power Generation DIAG, SCHEM PP-TRIP OIL FIRST MADE FOR: ML-7A1WFA358-1.2 0418 SHEET NO: 133E3240 SHEET: 1 of 2
TOLERANCES ON 2 PL DECIMALS	TAMMY A. PRATT	05-10-19	
3 PL DECIMALS	ALLEN DEYO	05-10-19	
ANGLES	SHERI R. WELLMAN	05-10-19	
FRACTIONS			

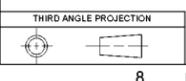


- NOTES:
- SEE DEVICE SUMMARY (MLI 0414) FOR DEVICE SETTINGS, RATINGS AND RANGES.
 - FG2, FG3 AND FG25 ARE POTENTIAL CLASS 1 DIV1/DIV2 GROUP D SOURCES. INSTALLER SHALL ROUTE THESE VENTS TO A NATURALLY VENTILATED AREA OUTSIDE OF ANY BUILDINGS OR ENCLOSURES, FREE FROM ANY SOURCES OF IGNITION IN ACCORDANCE WITH GEK 110743 AND IN ACCORDANCE WITH ALL APPLICABLE SAFETY CODES AND STANDARDS. THE EXTENT OF THE HAZARDOUS AREAS FROM THE CUSTOMERS FINAL TERMINATION POINT FOR THESE VENTS IS AS FOLLOWS:
 FG2: CLASS 1 DIV 1 SPHERE, RADIUS 5 FT. CLASS 1 DIV 2 SPHERE, RADIUS 15 FT.
 FG3: CLASS 1 DIV 1 SPHERE, RADIUS 5 FT. CLASS 1 DIV 2 SPHERE, RADIUS 15 FT.
 FG25: CLASS 1 DIV 1 SPHERE, RADIUS 1.5 FT. CLASS 1 DIV 2 SPHERE, RADIUS 3 FT.
 - THE INSTALLER SHALL LOCATE THE TERMINATION POINTS SUCH THAT NONE OF THE RESULTANT HAZARDOUS AREAS INTERSECT WITH ANY VENTILATION FRESH AIR INTAKES, WITH THE GAS TURBINE INLET, OR WITH ANY EQUIPMENT NOT RATED FOR THE RESULTANT HAZARDOUS AREA.
 - FOLLOW API 14.3 / AGA REPORT 3 FOR INSTALLATION AND REQUIREMENTS FOR PIPE LENGTH PRECEDING AND FOLLOWING METER TUBE, MG2-1.
 - METER TUBE MG2-1 ORIFICE DIAMETER TO BE DETERMINED BY SUPPLIER USING G.E. ORDERING SHEET DATA. PRESSURE DROP FROM FG20 TO FG21 SHALL BE 5 PSID [0.35 KG/CM²].
 - ALL FLANGED CONNECTIONS, VENTS OR OTHER POTENTIAL LEAKAGE SOURCES UPSTREAM OF FG1 SHALL BE LOCATED BY THE CUSTOMER/INSTALLER SUCH THAT THE RESULTANT HAZARDOUS AREAS DO NOT INTERSECT WITH ANY VENTILATION FRESH AIR INTAKES, WITH THE GAS TURBINE INLET, OR WITH ANY EQUIPMENT THAT IS NOT RATED FOR THE RESULTANT HAZARDOUS AREA. IT IS THE RESPONSIBILITY OF THE CUSTOMER/INSTALLER TO CARRY OUT ANY NECESSARY HAZARDOUS AREA CLASSIFICATION STUDIES AND TO DESIGN AND INSTALL PIPING AND EQUIPMENT IN ACCORDANCE WITH APPLICABLE SAFETY CODES AND STANDARDS.
 -G.E. SUPPLIED EQUIPMENT UPSTREAM OF FG1 IS DESIGNED AND RATED FOR A CLASS 1, DIV 2, GROUP D HAZARDOUS AREA AND MUST BE INSTALLED AND LOCATED IN A MANNER CONSISTENT WITH THIS RATING.
 - BLEED VALVE TO BE OPEN AND EQUALIZER VALVES TO BE CLOSED DURING TURBINE OPERATION TO ENSURE ACCURATE GAS FLOW MEASUREMENTS.
 - A TEMPORARY CONICAL STRAINER SUPPLIED BY G.E. IS TO BE INSTALLED (SEE MLI A179).
 - REFER TO GEK 111154 FOR FUEL GAS STRAINER INSPECTION, CLEANING AND MAINTENANCE RECOMMENDATIONS.
 - AVOID REDUCERS AND MAINTAIN CONSTANT PIPE DIAMETER MATCHING THE FG1 FLANGE IN THE PIPING IMMEDIATELY UPSTREAM OF FG1.
 - CONNECTIONS FROM THE COMBUSTOR END COVER TO THE MANIFOLD SHOULD BE PITCHED DOWNWARD TOWARD MANIFOLD FOR PROPER DRAINAGE.
 - LOW POINT DRAIN BLANKED FLANGE CONNECTION.
 - SLOPED CONNECTION FROM GAS COMPARTMENT AND MANIFOLD TO LOW POINT CONNECTION.
 - FLUID VELOCITY SHALL BE LIMITED TO 200 FEET / SEC (61 M / SEC) IN INTERCONNECT PIPING.
 - NATURAL GAS LHV 903.94 BTU / SCF 19422.4 BTU / LB
 - START-UP MODE GAS TEMPERATURE AND NORMAL OPERATING GAS TEMPERATURE
 MAX: 85.0 °F [29 °C]
 - MIN SUPERHEAT TEMP SHALL COMPLY WITH THE REQUIREMENTS STATED IN GEI 41040G. THE MAXIMUM RATE OF GAS TEMPERATURE CHANGE IS 2°F / SEC.
 STARTUP AND OPERATION IN MODE 1 - PM1 NOZZLE ONLY. EITHER HEATED OR UNHEATED FUEL MAY BE USED. IF FUEL HEATING BECOMES UNAVAILABLE, THE UNIT OPERATION ABOVE MODE 1 POTENTIALLY WILL BE LIMITED BY LOAD OUTPUT, COMBUSTOR DYNAMICS OR EMISSIONS.
 - CUSTOMER SUPPLIED INSTRUMENT AIR REQUIRED IN ACCORDANCE WITH GEK 110727 (MLI 0438). AIR SUPPLY REQUIRED TO BE SUPPLIED PRIOR TO STARTUP OF TURBINE.
 - CUSTOMER/INSTALLER MUST PROVIDE AN ANSI CLASS VI ISOLATION VALVE UPSTREAM OF G.E. SUPPLIED EQUIPMENT IN ORDER TO ALLOW THIS EQUIPMENT TO BE ISOLATED FOR MAINTENANCE ETC.
 - CUSTOMER/INSTALLER MUST PROVIDE A PRESSURE RELIEVING DEVICE IN THE FUEL GAS SUPPLY PIPING UPSTREAM OF FG1 IN ACCORDANCE WITH ASME B31.3 AND CONSISTENT WITH A PIPING / EQUIPMENT DESIGN PRESSURE OF 550 PSIG [38.67 KG/CM²G].
 - GAS VALVE ORIENTATION TO BE ESTABLISHED SUCH THAT THERE ARE NO DIRECT FLOW PATHS FROM THE SRV EXIT TO A GAS CONTROL VALVE.
 - GAS FUEL MUST MEET GEI 41040.
 - PRESSURE TAP FOR DELTA P PRESSURE TRANSMITTERS (96GN-1, 2, 3, 4) SHALL BE LOCATED SUCH THAT THE LINE WILL SLOPE CONTINUOUSLY BACK FROM THE PRESSURE TRANSMITTER ARRANGEMENT TO THE MANIFOLD AND COMPRESSOR DISCHARGE CASING.
 - STRAINER VENTING VALVE HAS PROVISIONS FOR A LOCK AND SHALL BE LOCKED IN THE CLOSED POSITION DURING OPERATION. IN ORDER TO REMOVE BASKET FOR REPLACEMENT OR CLEANING FOLLOWING SHUTDOWN, ISOLATE FUEL GAS SUPPLY AT CUSTOMER PROVIDED UPSTREAM ISOLATION VALVE, VENT PRESSURE IN STRAINER AND ATTACHED PIPING BY OPENING THE VALVE. VERIFY PRESSURE HAS COMPLETELY VENTED BY CHECKING PRESSURE GAUGE PIFG-1 AND BY MONITORING OUTPUT TRANSMITTER PT 96F-G-1 BEFORE REMOVING STRAINER COVER IN ACCORDANCE WITH STRAINER MANUFACTURERS INSTRUCTIONS IN SERVICE MANUAL.
 - PRESSURE REGULATION AND CONTROL.
 -DURING TURBINE OPERATION FUEL GAS PRESSURE TO BE REGULATED BETWEEN 365 AND 475 PSIG [25.5 AND 33.8 KG/CM²G].
 -STEADY-STATE SUPPLY PRESSURE AT FG1 AT ANY OPERATING POINT WITHIN THE GAS TURBINE CAPABILITY SHALL BE REGULATED WITHIN +/- 1% OF POINT, WITH PEAK-TO-PEAK PERIOD OF NOT LESS THAN 8 SECONDS (0.25% PER SECOND AVERAGE RATE OF CHANGE).
 -TRANSIENT: DURING TRANSIENTS MAXIMUM SUPPLY PRESSURE EXCURSIONS SHALL NOT EXCEED EITHER A 1% PER SECOND RAMP OR A 5% STEP. THE 1% PER SECOND RAMP LIMIT IS APPLICABLE OVER THE RANGE OF MINIMUM REQUIRED PRESSURE TO MAXIMUM OPERATING PRESSURE SPECIFIED IN THIS DRAWING. THE 5% STEP LIMIT IS APPLICABLE OVER THE RANGE OF MINIMUM REQUIRED PRESSURE TO 95% OF MAXIMUM OPERATING PRESSURE SPECIFIED IN THIS DRAWING AND WITH NO MORE THAN ONE 5% STEP CHANGE IN 5 SECONDS. THESE TRANSIENT LIMITS APPLY DURING BRIEF PERIODS ASSOCIATED WITH PRESSURE CONTROL MODE TRANSFERS SUCH AS TRANSFER BETWEEN GAS FUEL PRESSURE REGULATING VALVES, GAS COMPRESSOR CHANGEOVERS OR GAS SUPPLY SOURCE CHANGEOVERS, OR RAPID FUEL DEMAND TRANSIENTS SUCH AS GAS TURBINE LOAD REJECTIONS OR TRIPS.
 - NOT USED.
 - DEVICES FROM THE GAS FUEL METERING TUBE ARE WIRED AS PART OF THE 96FM-1 MULTIVARIABLE TRANSMITTER. DEVICES ARE READ LOCALLY AT THE TURBINE CONTROL PANEL.

INTERFACE POINT NAME	SHEET & ZONE	FLUID TYPE	MINIMUM PRESSURE PSIG [KG/CM ² G]	MINIMUM TEMPERATURE °F [°C]	MINIMUM FLOW LBS/S [KG/S]	DESIGN PRESSURE PSIG [KG/CM ² G]	DESIGN TEMPERATURE °F [°C]	DESIGN FLOW LBS/S [KG/S]	CONNECTION DESCRIPTION	INTERFACE TYPE
FG1	SH 2 B6 & SH 3 F8	SEE NOTE 14	395.0 [0]	SEE NOTE 15	0	550 [38.7]	SEE NOTE 15	23 [10]	FUEL GAS INLET	GEE-OTHERS
FG2	SH 2 B6 & SH 3 E8	GAS	0	AMBIENT	0	550 [38.7]	SEE NOTE 15	0.765 [0.347]	FUEL GAS STRAINER VENT	GEE-OTHERS
FG3	SH 2 F6 & SH 3 H4	GAS	0	AMBIENT	0	150 [10.5]	SEE NOTE 15	1.0 [0.45]	GAS COMPARTMENT VALVE VENT	GEE-OTHERS
FG7	SH 2 F7 & SH 3 H3	AIR (SEE NOTE 16)	90 [6.3]	AMBIENT	0	120 [8.4]	150 [65]	30 SCFM (TRANSIENT)	INSTRUMENT AIR GAS SUPPLY	GEE-OTHERS
FG20	SH 2 B6	GAS	395.0 [0]	AMBIENT	0	550 [38.7]	SEE NOTE 15	23 [10]	FUEL GAS #1 METER TUBE INLET	GEE-OTHERS
FG21	SH 2 B6	GAS	395.0 [0]	AMBIENT	0	550 [38.7]	SEE NOTE 15	23 [10]	FUEL GAS #1 METER TUBE OUTLET	GEE-OTHERS
FG22	SH 2 C7	GAS	395.0 [0]	AMBIENT	0	550 [38.7]	SEE NOTE 15	0	FUEL GAS #1 METER TUBE SENSING LINE-UPSTREAM	GEE-OTHERS
FG23	SH 2 C7	GAS	395.0 [0]	AMBIENT	0	550 [38.7]	SEE NOTE 15	0	FUEL GAS #1 METER TUBE SENSING LINE-DOWNSTREAM	GEE-OTHERS
FG24	SH 2 C7	GAS	395.0 [0]	AMBIENT	0	550 [38.7]	SEE NOTE 15	0	FUEL GAS #1 5 VALVE MANIFOLD-HI PRESSURE INLET	GEE-OTHERS
FG25	SH 2 C7	GAS / AIR	0	AMBIENT	0	550 [38.7]	SEE NOTE 15	0	FUEL GAS #1 5 VALVE MANIFOLD-EQUALIZER VENT	GEE-OTHERS
FG26	SH 2 C7	GAS	395.0 [0]	AMBIENT	0	550 [38.7]	SEE NOTE 15	0	FUEL GAS #1 5 VALVE MANIFOLD-LO PRESSURE INLET	GEE-OTHERS
FG133	SH 2 F5 & SH 3 F1	GAS	0	AMBIENT	0	400 [28.1]	SEE NOTE 15	21.72 [10]	FUEL GAS PM1 DISCHARGE (AT GAS COMPARTMENT)	GEE-GEE
FG134	SH 2 E5 & SH 3 B1	GAS	0	AMBIENT	0	400 [28.1]	SEE NOTE 15	7.47 [3]	FUEL GAS PM2 DISCHARGE (AT GAS COMPARTMENT)	GEE-GEE
FG135	SH 2 D5 & SH 3 C1	GAS	0	AMBIENT	0	400 [28.1]	SEE NOTE 15	10.31 [5]	FUEL GAS PM3 DISCHARGE (AT GAS COMPARTMENT)	GEE-GEE
FG136	SH 2 C5 & SH 3 E1	GAS	0	AMBIENT	0	400 [28.1]	SEE NOTE 15	2.26 [1]	FUEL GAS QUATERNARY DISCHARGE (AT GAS COMPARTMENT)	GEE-GEE
FG148	SH 2 F2	GAS/AIR	0	AMBIENT	0	400 [28.1]	SEE NOTE 15	0	GAS NOZZLE DELTA PRESS TRANSMITTER SUPPLY TO MLI-557T (96GN-1)	GEE-GEE
FG149	SH 2 E2	GAS/AIR	0	AMBIENT	0	400 [28.1]	SEE NOTE 15	0	GAS NOZZLE DELTA PRESS TRANSMITTER SUPPLY TO MLI-557T (96GN-2)	GEE-GEE
FG150	SH 2 D2	GAS/AIR	0	AMBIENT	0	400 [28.1]	SEE NOTE 15	0	GAS NOZZLE DELTA PRESS TRANSMITTER SUPPLY TO MLI-557T (96GN-3)	GEE-GEE
FG151	SH 2 C2	GAS/AIR	0	AMBIENT	0	400 [28.1]	SEE NOTE 15	0	GAS NOZZLE DELTA PRESS TRANSMITTER SUPPLY TO MLI-557T (96GN-4)	GEE-GEE

THIS DOCUMENT SHALL BE REVISED IN ITS ENTIRETY. ALL SHEETS OF THIS DOCUMENT ARE THE SAME REVISION LEVEL AS INDICATED.

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
A	SH1 REVISED NOTE 16 TEMPERATURE TO 29 DEG C. REVISED NOTE 23. REVISED DESIGN PRESSURE IN TABLE. SH2 PLACED PHANTOM LINES FOR SEE NOTE 2. INSTRUMENT AIR SEE NOTE 16. SH3 ADDED RANGE CALL-OUT TO PRESSURE GAUGES. DCI-6022449 AN-MP73923	06-01-28 06-01-28	SRW SAT



UNLESS OTHERWISE SPECIFIED: TOLERANCES ON DIMENSIONS IN INCHES: 0.005 INCHES (0.127 MM) UNLESS OTHERWISE SPECIFIED.

SIGNATURES	DATE
TAMMY A. PRATT	05-10-20
THOMAS A. GARNETT	05-10-20
SCOTT REZLAFR	05-10-20
SHERI R. WELLMAN	05-10-21

GENERAL ELECTRIC COMPANY
 GAS TURBINE
 GE Power Generation
 GE Power Generation
 GE Power Generation

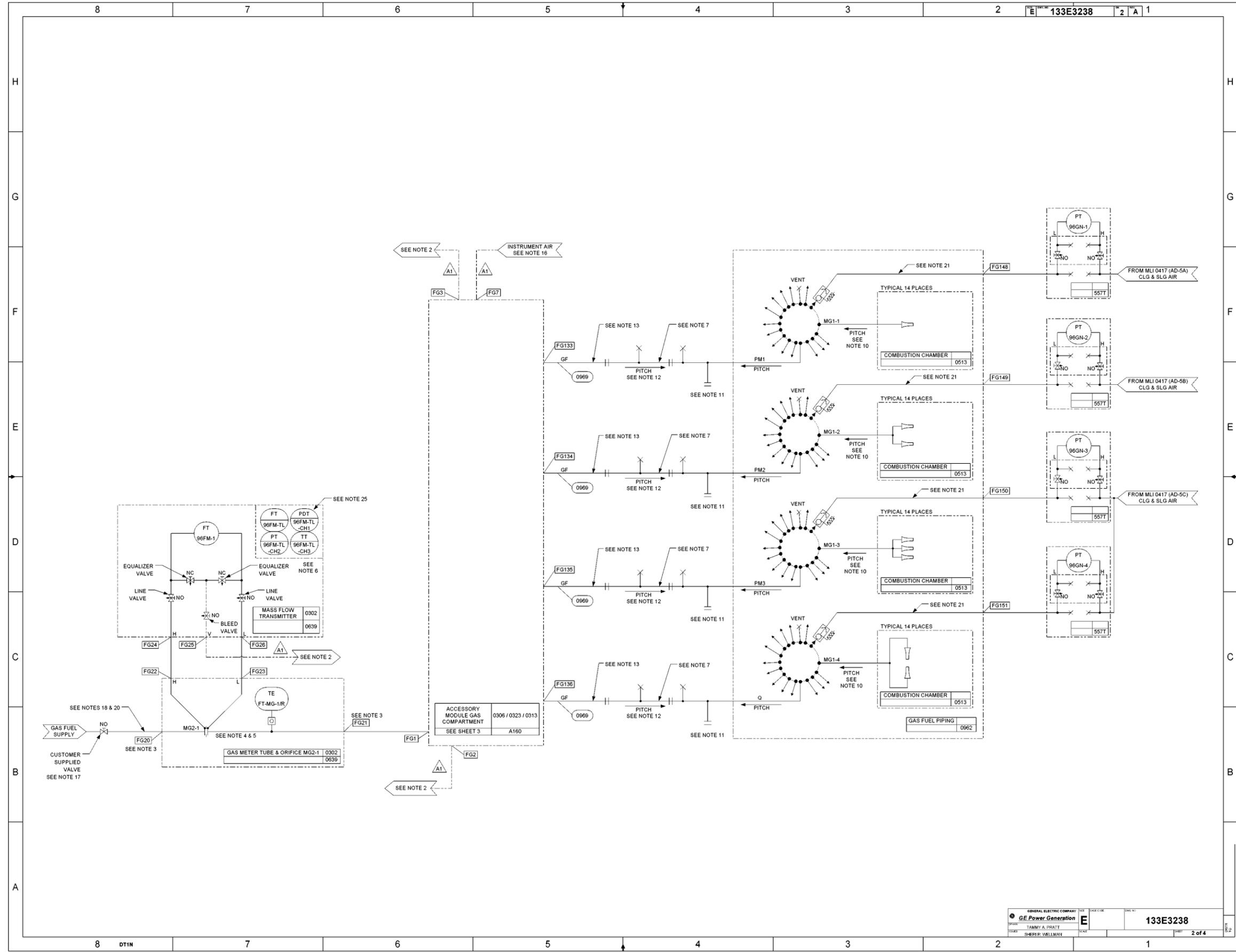
DIAG, SCHEM PP-FUEL GAS

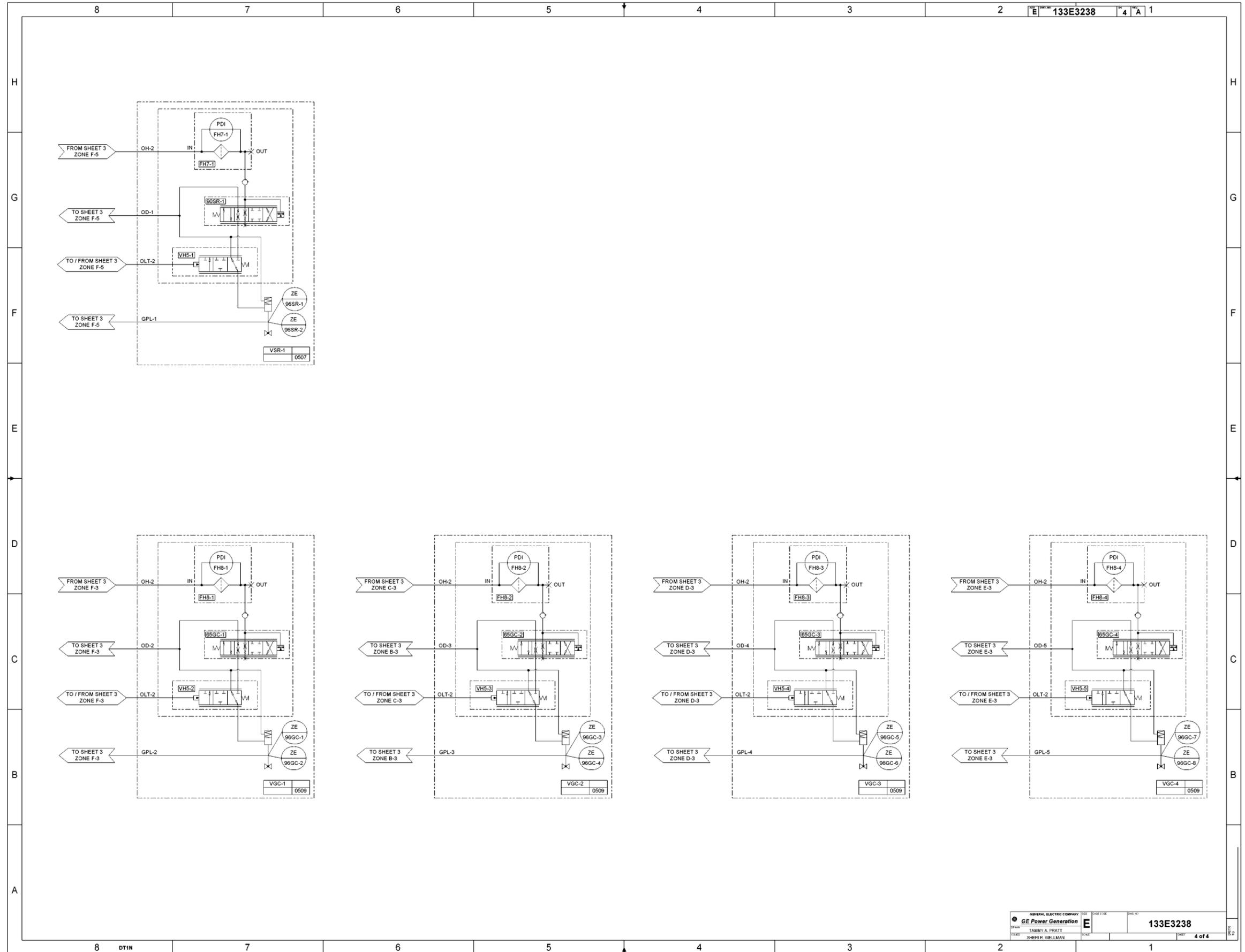
FIRST MADE FOR: ML-7A1WFA358-1.2 0422

DATE CODE: 133E3238

REV: E

SHEET: 1 of 4





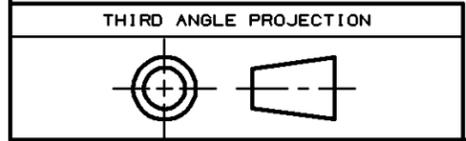
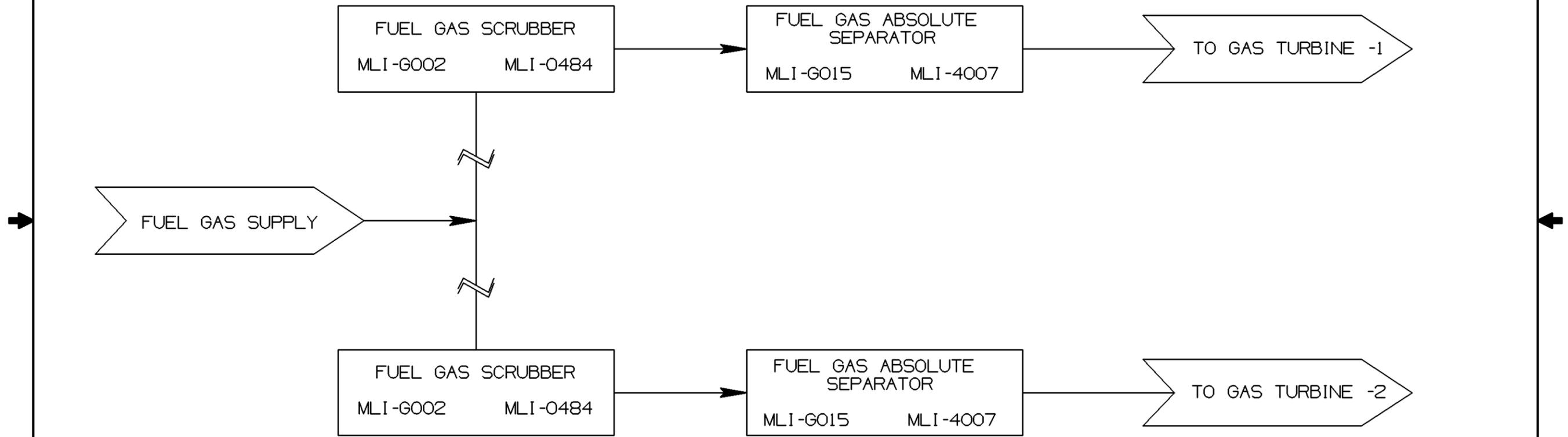
SIZE **B** DWG NO 361B3168 SH REV **A**

REVISIONS			
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
A	LOCATION OF MLI-G002 & MLI-G015 REARRANGED PER DCI05030266. AN #06016836 SAMIR BISHOYI	06-05-31	KV1

NOTE :

- FOR DETAILS SEE SPECIFIC MLI'S REFERENCED IN THE BLOCK DIAGRAM.

REVISE ON CAD ONLY
UG PART: 361B3168P001



© COPYRIGHT 2005 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE
DIMENSIONS ARE IN INCHES.	DRAWN SAMIR BISHOYI	05-11-30
TOLERANCES ON:	CHECKED KANAGARAJAN V	05-11-30
2 PL DECIMALS ±	ENGRG KANAGARAJAN V	05-11-30
3 PL DECIMALS ±	ISSUED SAMIR BISHOYI	05-11-30
ANGLES ±		
FRACTIONS ±		

APPLIED PRACTICES 348A9200

SIM TO: NONE

GE Power Generation		GENERAL ELECTRIC COMPANY GAS TURBINE Schenectady, NY	
DIAG, SCHEM PP-FUEL GAS SYSTEM			
FIRST MADE FOR ML-7A1WFA358-1T2 0482			
SIZE B	CAGE CODE	DWG NO	361B3168
SCALE		SHEET	1

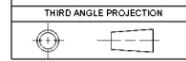
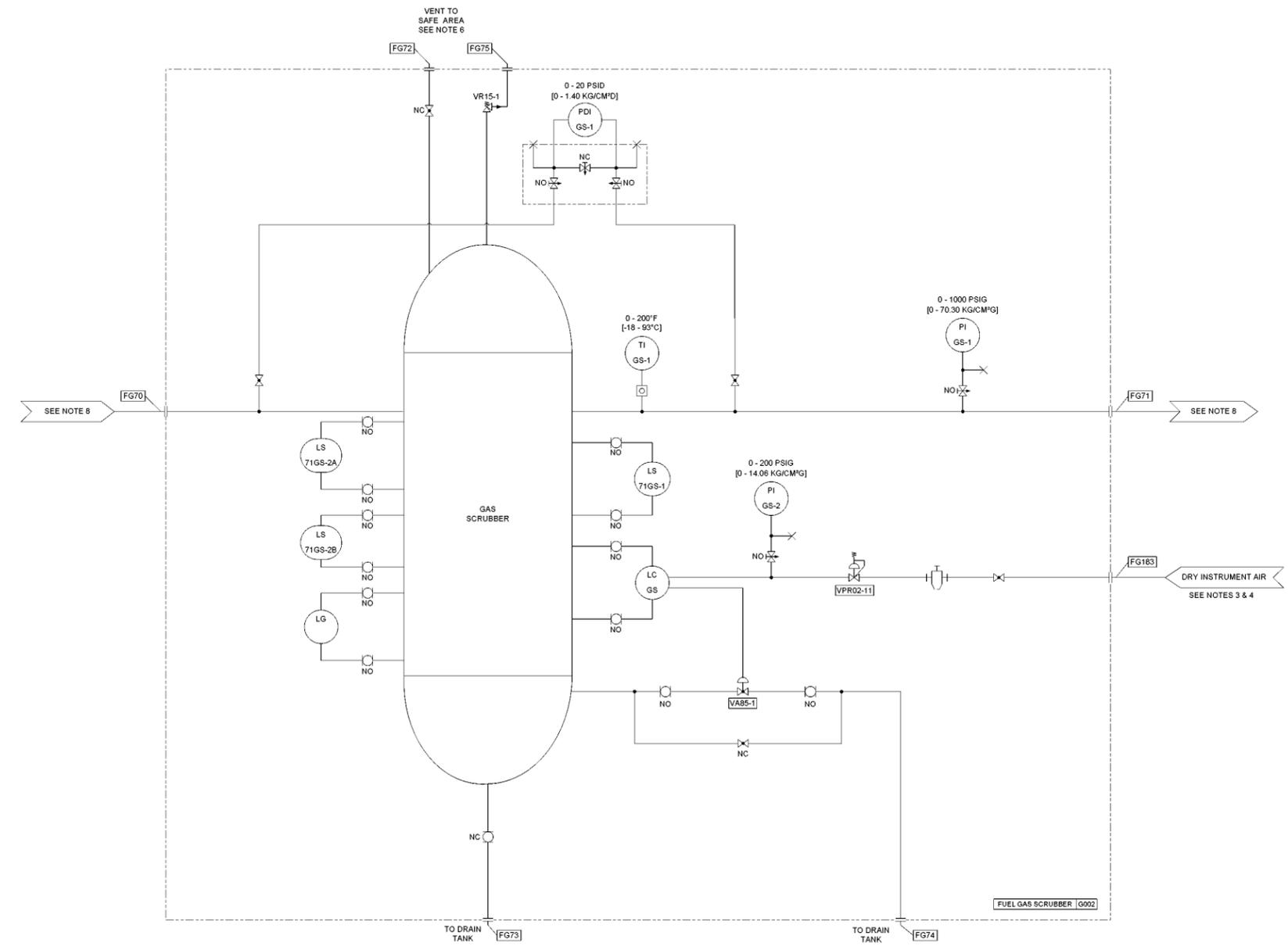
DISTR TO

NOTES:

1. FOR DEVICE SETTINGS AND RATINGS SEE MLI 0414.
2. MAXIMUM DESIGN FUEL GAS (INLET TO OUTLET) PRESSURE DROP ACROSS SCRUBBER VESSEL AT RATED FLOW AND OPERATING PRESSURE: 3 PSID [0.21 KG/CM²]
3. INSTRUMENT AIR PIPING WITHIN THE SKID SHALL BE SS. INSTRUMENT AIR PIPING UPSTREAM OF SKID SHOULD BE SS. IF NOT, THE END USER TO INSTALL FILTER JUST BEYOND TERMINAL POINT TO ARREST PARTICLES LARGER THAN 10 MICRONS.
4. INSTRUMENT AIR QUALITY TO BE IN ACCORDANCE WITH GEK 110727.
5. OUTLET PIPING TO BE STAINLESS STEEL.
6. FG72 AND FG75 ARE POTENTIAL CLASS 1, DIV 1 / GROUP IIA, ZONE 1 SOURCES OF NATURAL GAS. INSTALLER SHALL ROUTE THESE LINES SEPARATE FROM EACH OTHER AND FROM ALL OTHER VENTS, TO A NATURALLY VENTILATED AREA OUTSIDE OF ANY BUILDING OR ENCLOSURES, FREE FROM ANY SOURCES OF IGNITION IN ACCORDANCE WITH GEK 110743 AND MLI 0331.
7. DRAIN FLOWS ARE INTERMITTENT.
8. FOR UPSTREAM AND DOWNSTREAM EQUIPMENT, SEE MLI 0482.
9. THE MAXIMUM FLOWS TABULATED FOR FG70 & FG71 ARE FOR THE TURBINE MODEL FOR SITE SPECIFIC MAX FLOWS, SEE MLI 0422.
10. ISOLATION VALVES NOT PERMITTED IN THE FG75 RELIEF VALVE PIPING.

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
A	AT TABLE MINIMUM PRESSURE REVISED TO 386 PSIG WAS 376 PSIG. AN # CE20694 SAMR BISHOI	06-01-27	KV1 SB2

INTERFACE POINT NAME	SHEET NO. DWG ZONE	FLUID TYPE	MINIMUM PRESSURE PSIG [KG/CM ² G]	MINIMUM TEMPERATURE °F [°C]	MAXIMUM PRESSURE PSIG [KG/CM ² G]	MAXIMUM TEMPERATURE °F [°C]	MAXIMUM FLOW SCFM	CONNECTION DESCRIPTION	INTERFACE TYPE
FG70	D7	GAS	395 [27.8]	65 [18.3]	475 [33.4]	85 [29.4]	32,000	FUEL GAS INLET	GEE-OTHERS
FG71	D3	GAS	395 [27.8]	65 [18.3]	475 [33.4]	85 [29.4]	32,000	FUEL GAS OUTLET	GEE-OTHERS
FG72	F6	GAS	395 [27.8]	AMBIENT	475 [33.4]	85 [29.4]	2.29 LB/S	GAS VENT	GEE-OTHERS
FG73	A5	LIQUID/GAS	395 [27.8]	AMBIENT	475 [33.4]	85 [29.4]	0.27 LB/S	MANUAL DRAIN	GEE-OTHERS
FG74	A4	LIQUID/GAS	395 [27.8]	AMBIENT	475 [33.4]	85 [29.4]	1.91 LB/S	AUTO DRAIN	GEE-OTHERS
FG75	F5	GAS	-	AMBIENT	475 [33.4]	85 [29.4]	0.94 LB/S	RELIEF VALVE OUTLET	GEE-OTHERS
FG183	C3	AIR	80 [5.62]	AMBIENT	120 [8.43]	150 [65]	30 (TRANSIENT)	INSTRUMENT AIR INLET	GEE-OTHERS



8 DT1N

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE	1	372A301
TOLERANCES UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	CHRIS PAOLUCCI	05-11-04	1	372A301
2 PL DECIMALS	VALTHEYALENSAM	05-11-04	1	372A301
3 PL DECIMALS	ROB TRAUER	05-11-04	1	372A301
FRACTIONS	TERRY MCCARTY	05-11-04	1	372A301

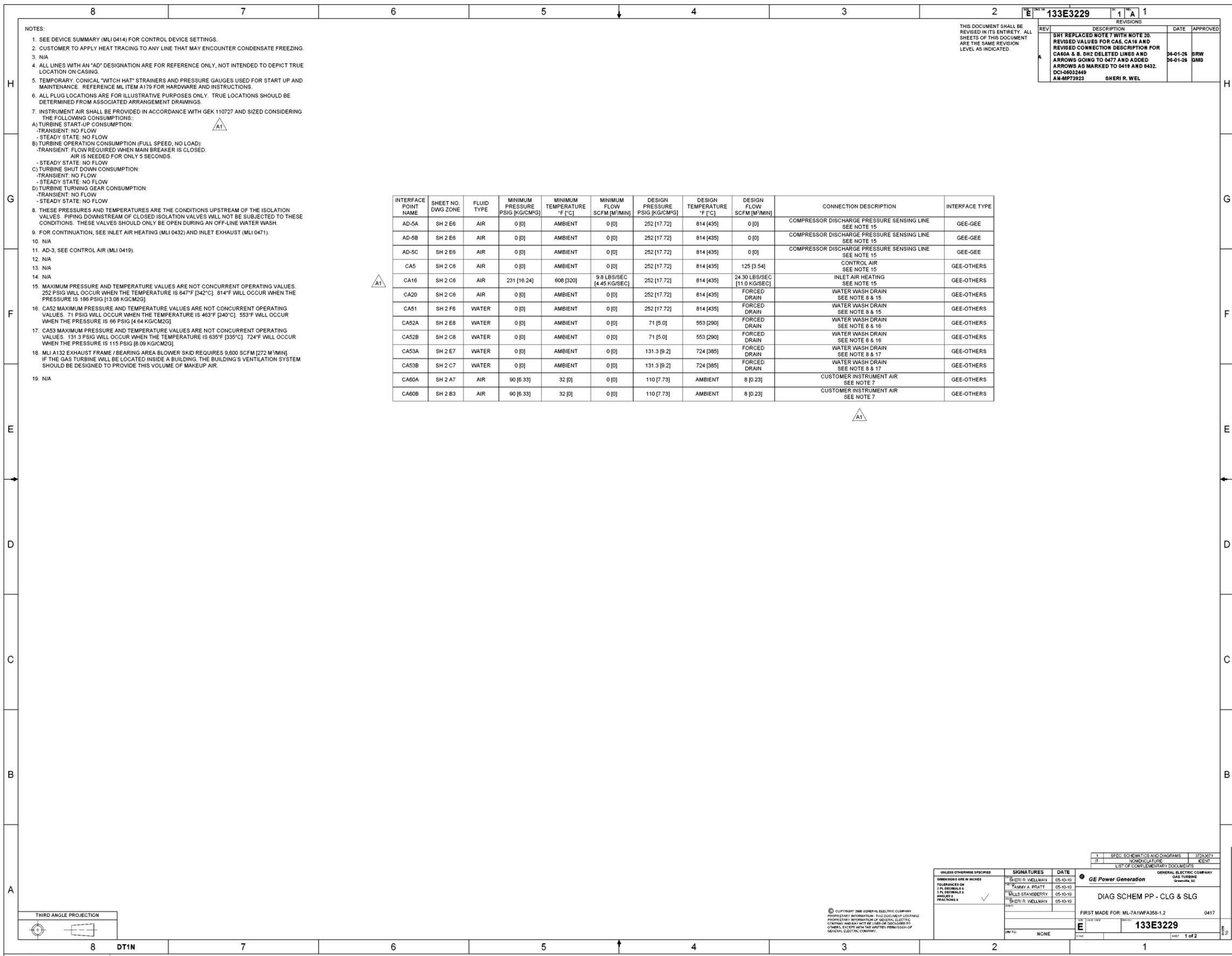
GE Power Generation
GAS TURBINE
DIAG, SCHEM PP-GAS SCRUBBER

FIRST MADE FOR: ML-7A1WFA358-1.2 0484

133E3286

1 of 1

© COPYRIGHT 2006 GENERAL ELECTRIC COMPANY
PROPERTY INFORMATION: THIS DOCUMENT CONTAINS
CONFIDENTIAL AND PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC
COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO
OTHERS EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF
GENERAL ELECTRIC COMPANY.

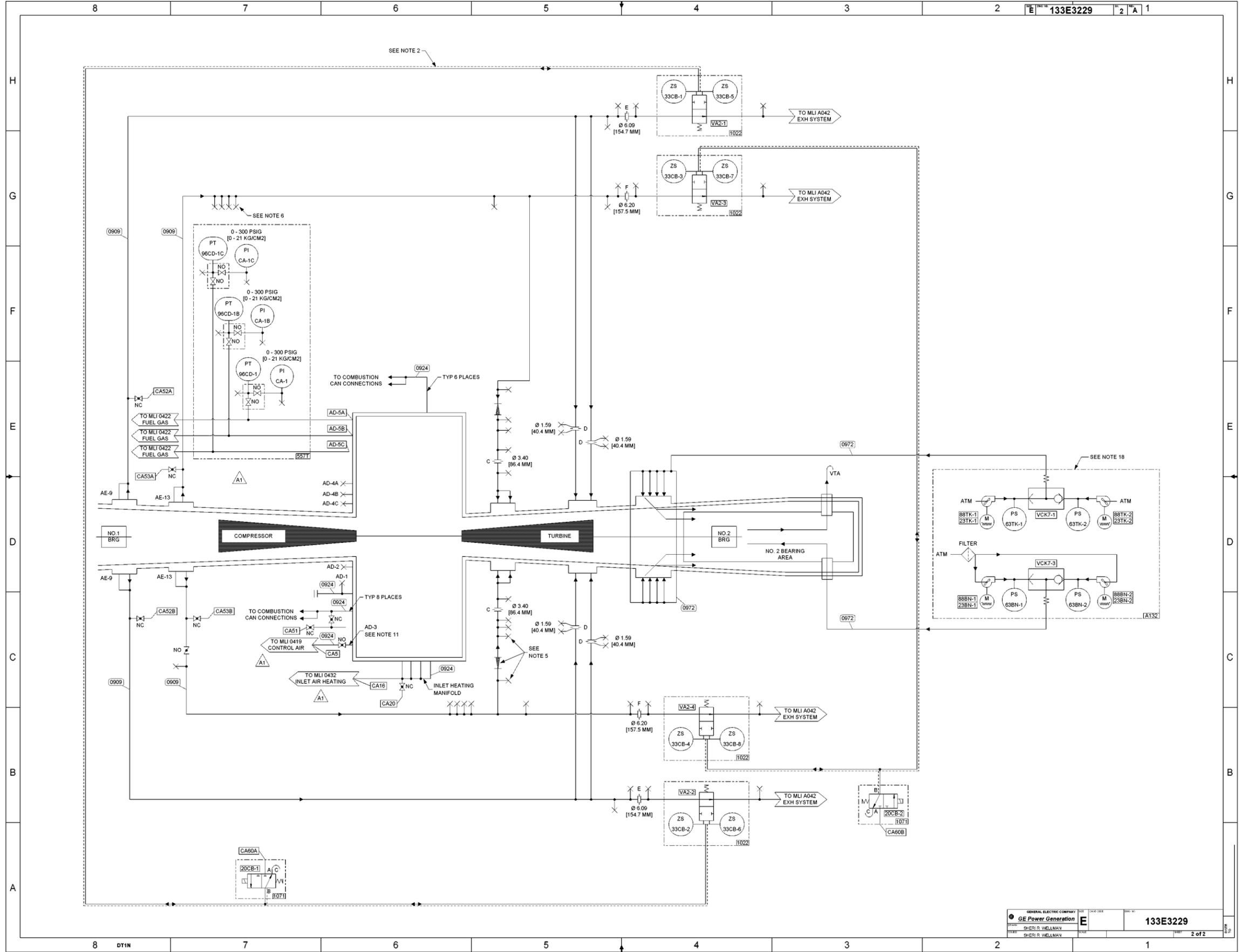


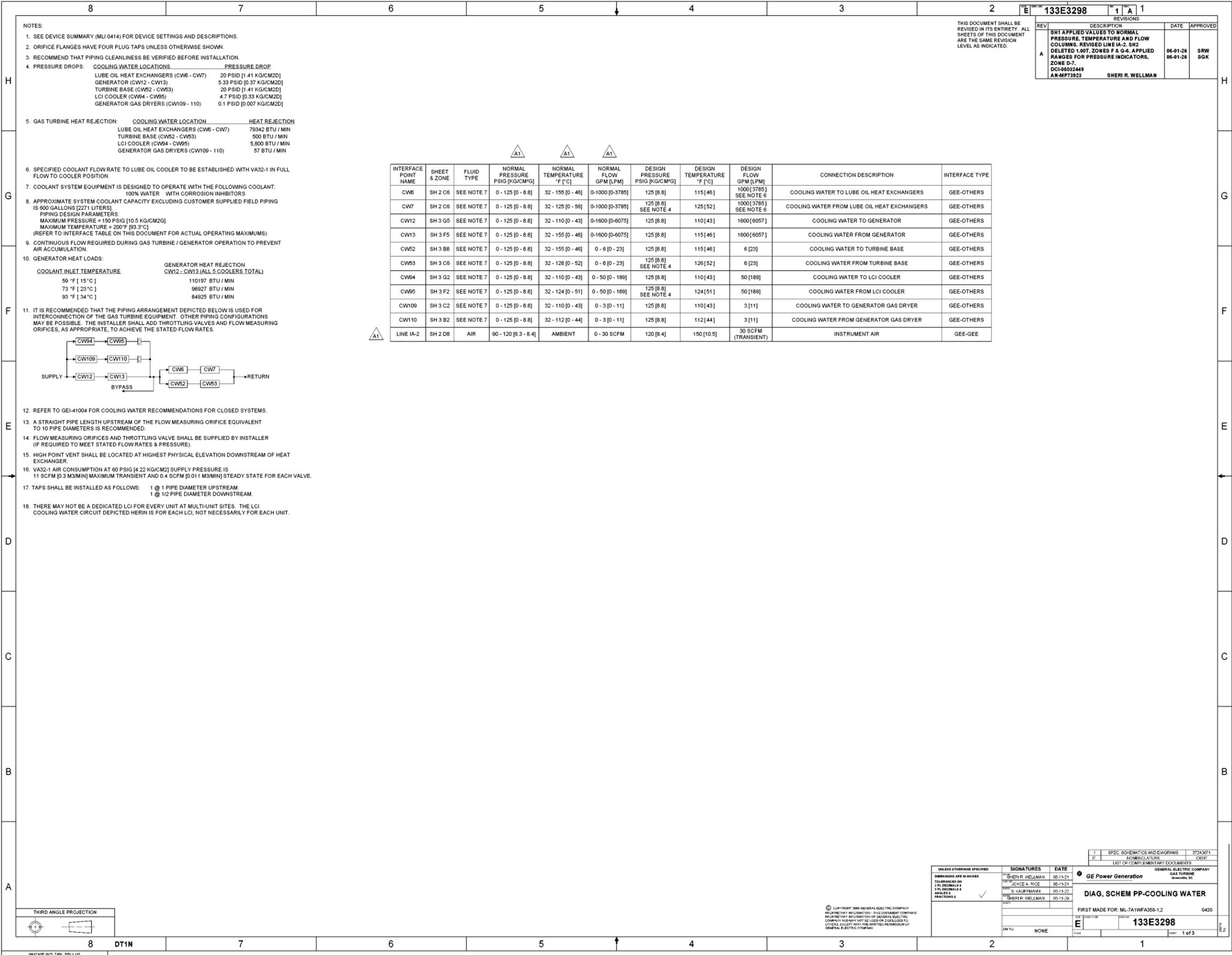
- NOTES:
- SEE DEVICE SUMMARY (MLI 0414) FOR CONTROL DEVICE SETTINGS.
 - CUSTOMER TO APPLY HEAT TRACING TO ANY LINE THAT MAY ENCOUNTER CONDENSATE FREEZING.
 - N/A
 - ALL LINES WITH AN "AD" DESIGNATION ARE FOR REFERENCE ONLY, NOT INTENDED TO DEPICT TRUE LOCATION ON CASING.
 - TEMPORARY, CONICAL "WITCH HAT" STRAINERS AND PRESSURE GAUGES USED FOR START UP AND MAINTENANCE. REFERENCE ML ITEM A179 FOR HARDWARE AND INSTRUCTIONS.
 - ALL PLUG LOCATIONS ARE FOR ILLUSTRATIVE PURPOSES ONLY. TRUE LOCATIONS SHOULD BE DETERMINED FROM ASSOCIATED ARRANGEMENT DRAWINGS.
 - INSTRUMENT AIR SHALL BE PROVIDED IN ACCORDANCE WITH GEK 110727 AND SIZED CONSIDERING THE FOLLOWING CONSUMPTIONS:
 - A) TURBINE START-UP CONSUMPTION:
 - TRANSIENT: NO FLOW
 - STEADY STATE: NO FLOW
 - B) TURBINE OPERATION CONSUMPTION (FULL SPEED, NO LOAD):
 - TRANSIENT: FLOW REQUIRED WHEN MAIN BREAKER IS CLOSED.
 - STEADY STATE: NO FLOW
 - C) TURBINE SHUT DOWN CONSUMPTION:
 - TRANSIENT: NO FLOW
 - STEADY STATE: NO FLOW
 - D) TURBINE TURNING GEAR CONSUMPTION:
 - TRANSIENT: NO FLOW
 - STEADY STATE: NO FLOW
 - THESE PRESSURES AND TEMPERATURES ARE THE CONDITIONS UPSTREAM OF THE ISOLATION VALVES. PIPING DOWNSTREAM OF CLOSED ISOLATION VALVES WILL NOT BE SUBJECTED TO THESE CONDITIONS. THESE VALVES SHOULD ONLY BE OPEN DURING AN OFF-LINE WATER WASH.
 - FOR CONTINUATION, SEE INLET AIR HEATING (MLI 0432) AND INLET EXHAUST (MLI 0471).
 - N/A
 - AD-3, SEE CONTROL AIR (MLI 0419).
 - N/A
 - N/A
 - N/A
 - MAXIMUM PRESSURE AND TEMPERATURE VALUES ARE NOT CONCURRENT OPERATING VALUES. 252 PSIG WILL OCCUR WHEN THE TEMPERATURE IS 647°F [342°C]. 814°F WILL OCCUR WHEN THE PRESSURE IS 186 PSIG [13.08 KG/CM2G].
 - CA52 MAXIMUM PRESSURE AND TEMPERATURE VALUES ARE NOT CONCURRENT OPERATING VALUES. 71 PSIG WILL OCCUR WHEN THE TEMPERATURE IS 463°F [240°C]. 553°F WILL OCCUR WHEN THE PRESSURE IS 66 PSIG [4.64 KG/CM2G].
 - CA53 MAXIMUM PRESSURE AND TEMPERATURE VALUES ARE NOT CONCURRENT OPERATING VALUES. 131.3 PSIG WILL OCCUR WHEN THE TEMPERATURE IS 635°F [335°C]. 724°F WILL OCCUR WHEN THE PRESSURE IS 115 PSIG [8.09 KG/CM2G].
 - MLI A132 EXHAUST FRAME / BEARING AREA BLOWER SKID REQUIRES 9.600 SCFM [272 M³/MIN] IF THE GAS TURBINE WILL BE LOCATED INSIDE A BUILDING. THE BUILDING'S VENTILATION SYSTEM SHOULD BE DESIGNED TO PROVIDE THIS VOLUME OF MAKEUP AIR.
 - N/A

INTERFACE POINT NAME	SHEET NO. DWG ZONE	FLUID TYPE	MINIMUM PRESSURE PSIG [KG/CM ² G]	MINIMUM TEMPERATURE °F [°C]	MINIMUM FLOW SCFM [M ³ /MIN]	DESIGN PRESSURE PSIG [KG/CM ² G]	DESIGN TEMPERATURE °F [°C]	DESIGN FLOW SCFM [M ³ /MIN]	CONNECTION DESCRIPTION	INTERFACE TYPE
AD-5A	SH 2 E6	AIR	0 [0]	AMBIENT	0 [0]	252 [17.72]	814 [435]	0 [0]	COMPRESSOR DISCHARGE PRESSURE SENSING LINE SEE NOTE 15	GEE-GEE
AD-5B	SH 2 E6	AIR	0 [0]	AMBIENT	0 [0]	252 [17.72]	814 [435]	0 [0]	COMPRESSOR DISCHARGE PRESSURE SENSING LINE SEE NOTE 15	GEE-GEE
AD-5C	SH 2 E6	AIR	0 [0]	AMBIENT	0 [0]	252 [17.72]	814 [435]	0 [0]	COMPRESSOR DISCHARGE PRESSURE SENSING LINE SEE NOTE 15	GEE-GEE
CA5	SH 2 C6	AIR	0 [0]	AMBIENT	0 [0]	252 [17.72]	814 [435]	125 [9.54]	CONTROL AIR SEE NOTE 15	GEE-OTHERS
CA16	SH 2 C6	AIR	231 [16.24]	608 [320]	9.6 LBS/SEC [4.45 KG/SEC]	252 [17.72]	814 [435]	24.90 LBS/SEC [11.0 KG/SEC]	INLET AIR HEATING SEE NOTE 15	GEE-OTHERS
CA20	SH 2 C6	AIR	0 [0]	AMBIENT	0 [0]	252 [17.72]	814 [435]	FORCED DRAIN	WATER WASH DRAIN SEE NOTE 8 & 15	GEE-OTHERS
CA51	SH 2 F6	WATER	0 [0]	AMBIENT	0 [0]	252 [17.72]	814 [435]	FORCED DRAIN	WATER WASH DRAIN SEE NOTE 8 & 15	GEE-OTHERS
CA52A	SH 2 E8	WATER	0 [0]	AMBIENT	0 [0]	71 [5.0]	553 [290]	FORCED DRAIN	WATER WASH DRAIN SEE NOTE 8 & 16	GEE-OTHERS
CA52B	SH 2 C8	WATER	0 [0]	AMBIENT	0 [0]	71 [5.0]	553 [290]	FORCED DRAIN	WATER WASH DRAIN SEE NOTE 8 & 16	GEE-OTHERS
CA53A	SH 2 E7	WATER	0 [0]	AMBIENT	0 [0]	131.3 [9.2]	724 [385]	FORCED DRAIN	WATER WASH DRAIN SEE NOTE 8 & 17	GEE-OTHERS
CA53B	SH 2 C7	WATER	0 [0]	AMBIENT	0 [0]	131.3 [9.2]	724 [385]	FORCED DRAIN	WATER WASH DRAIN SEE NOTE 8 & 17	GEE-OTHERS
CA60A	SH 2 A7	AIR	90 [6.33]	32 [0]	0 [0]	110 [7.73]	AMBIENT	8 [0.23]	CUSTOMER INSTRUMENT AIR SEE NOTE 7	GEE-OTHERS
CA60B	SH 2 B3	AIR	90 [6.33]	32 [0]	0 [0]	110 [7.73]	AMBIENT	8 [0.23]	CUSTOMER INSTRUMENT AIR SEE NOTE 7	GEE-OTHERS

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
1	SHIT REPLACED NOTE 7 WITH NOTE 20. REVISED VALUES FOR CA5, CA16 AND REVISED CONNECTION DESCRIPTION FOR CA60A & B. SH2 DELETED LINES AND ARROWS GOING TO 0477 AND ADDED ARROWS AS MARKED TO 0419 AND 0432.	06-01-28	BRW
2		06-01-28	GMS

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE	GENERAL ELECTRIC COMPANY
TOLERANCES ON DIMENSIONS & DIMENSIONS IN INCHES 1 PL DECIMALS 2 PL DIMENSIONS INCHES & FRACTIONS	SHERI R. WELLMAN TERRY A. PRATT WILLS STANSBERRY SHERI R. WELLMAN	05-10-10 05-10-10 05-10-10 05-10-10	GE Power Generation GE GREENVILLE, SC
FIRST MADE FOR: ML-7A1WF358-1.2			0417
E 133E3229			1 of 2





NOTES:

- SEE DEVICE SUMMARY (MLI 0414) FOR DEVICE SETTINGS AND DESCRIPTIONS.
- ORIFICE FLANGES HAVE FOUR PLUG TAPS UNLESS OTHERWISE SHOWN.
- RECOMMEND THAT PIPING CLEANLINESS BE VERIFIED BEFORE INSTALLATION.
- PRESSURE DROPS:

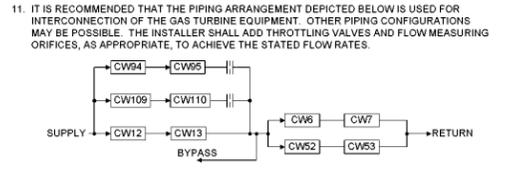
COOLING WATER LOCATIONS	PRESSURE DROP
LUBE OIL HEAT EXCHANGERS (CW6 - CW7)	20 PSID [1.41 KG/CM2D]
GENERATOR (CW12 - CW13)	5.33 PSID [0.37 KG/CM2D]
TURBINE BASE (CW52 - CW53)	20 PSID [1.41 KG/CM2D]
LCI COOLER (CW94 - CW95)	4.7 PSID [0.33 KG/CM2D]
GENERATOR GAS DRYERS (CW109 - 110)	0.1 PSID [0.007 KG/CM2D]
- GAS TURBINE HEAT REJECTION:

COOLING WATER LOCATION	HEAT REJECTION
LUBE OIL HEAT EXCHANGERS (CW6 - CW7)	79342 BTU / MIN
TURBINE BASE (CW52 - CW53)	500 BTU / MIN
LCI COOLER (CW94 - CW95)	5,800 BTU / MIN
GENERATOR GAS DRYERS (CW109 - 110)	57 BTU / MIN

- SPECIFIED COOLANT FLOW RATE TO LUBE OIL COOLER TO BE ESTABLISHED WITH VA32-1 IN FULL FLOW TO COOLER POSITION.
- COOLANT SYSTEM EQUIPMENT IS DESIGNED TO OPERATE WITH THE FOLLOWING COOLANT: 100% WATER WITH CORROSION INHIBITORS
- APPROXIMATE SYSTEM COOLANT CAPACITY EXCLUDING CUSTOMER SUPPLIED FIELD PIPING IS 600 GALLONS [2271 LITERS].

PIPING DESIGN PARAMETERS
 MAXIMUM PRESSURE = 150 PSIG [10.5 KG/CM2G]
 MAXIMUM TEMPERATURE = 200°F [93.3°C]
 (REFER TO INTERFACE TABLE ON THIS DOCUMENT FOR ACTUAL OPERATING MAXIMUMS)
- CONTINUOUS FLOW REQUIRED DURING GAS TURBINE / GENERATOR OPERATION TO PREVENT AIR ACCUMULATION.
- GENERATOR HEAT LOADS:

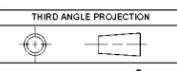
COOLANT INLET TEMPERATURE	GENERATOR HEAT REJECTION CW12 - CW13 (ALL 5 COOLERS TOTAL)
59 °F [15 °C]	110197 BTU / MIN
73 °F [23 °C]	96927 BTU / MIN
93 °F [34 °C]	84925 BTU / MIN



- REFER TO GEI-41004 FOR COOLING WATER RECOMMENDATIONS FOR CLOSED SYSTEMS.
- A STRAIGHT PIPE LENGTH UPSTREAM OF THE FLOW MEASURING ORIFICE EQUIVALENT TO 10 PIPE DIAMETERS IS RECOMMENDED.
- FLOW MEASURING ORIFICES AND THROTTLING VALVE SHALL BE SUPPLIED BY INSTALLER (IF REQUIRED TO MEET STATED FLOW RATES & PRESSURE).
- HIGH POINT VENT SHALL BE LOCATED AT HIGHEST PHYSICAL ELEVATION DOWNSTREAM OF HEAT EXCHANGER.
- VA32-1 AIR CONSUMPTION AT 60 PSIG [4.22 KG/CM2] SUPPLY PRESSURE IS 11 SCFM [0.3 M3/MIN] MAXIMUM TRANSIENT AND 0.4 SCFM [0.011 M3/MIN] STEADY STATE FOR EACH VALVE.
- TAPS SHALL BE INSTALLED AS FOLLOWS:
 - 1 @ 1 PIPE DIAMETER UPSTREAM.
 - 1 @ 1/2 PIPE DIAMETER DOWNSTREAM.
- THERE MAY NOT BE A DEDICATED LCI FOR EVERY UNIT AT MULTI-UNIT SITES. THE LCI COOLING WATER CIRCUIT DEPICTED HERIN IS FOR EACH LCI, NOT NECESSARILY FOR EACH UNIT.

INTERFACE POINT NAME	SHEET & ZONE	FLUID TYPE	NORMAL PRESSURE PSIG [KG/CM²G]	NORMAL TEMPERATURE °F [°C]	NORMAL FLOW GPM [LPM]	DESIGN PRESSURE PSIG [KG/CM²G]	DESIGN TEMPERATURE °F [°C]	DESIGN FLOW GPM [LPM]	CONNECTION DESCRIPTION	INTERFACE TYPE
CW6	SH 2 C6	SEE NOTE 7	0 - 125 [0 - 8.8]	32 - 155 [0 - 46]	0-1000 [0-3785]	125 [8.8]	115 [46]	1000 [3785]	COOLING WATER TO LUBE OIL HEAT EXCHANGERS	GEE-OTHERS
CW7	SH 2 C6	SEE NOTE 7	0 - 125 [0 - 8.8]	32 - 125 [0 - 56]	0-1000 [0-3785]	125 [8.8]	125 [52]	1000 [3785]	COOLING WATER FROM LUBE OIL HEAT EXCHANGERS	GEE-OTHERS
CW12	SH 3 G5	SEE NOTE 7	0 - 125 [0 - 8.8]	32 - 110 [0 - 43]	0-1600 [0-6075]	125 [8.8]	110 [43]	1600 [6057]	COOLING WATER TO GENERATOR	GEE-OTHERS
CW13	SH 3 F5	SEE NOTE 7	0 - 125 [0 - 8.8]	32 - 155 [0 - 46]	0-1600 [0-6075]	125 [8.8]	115 [46]	1600 [6057]	COOLING WATER FROM GENERATOR	GEE-OTHERS
CW52	SH 3 B8	SEE NOTE 7	0 - 125 [0 - 8.8]	32 - 155 [0 - 46]	0 - 6 [0 - 23]	125 [8.8]	115 [46]	6 [23]	COOLING WATER TO TURBINE BASE	GEE-OTHERS
CW53	SH 3 C6	SEE NOTE 7	0 - 125 [0 - 8.8]	32 - 126 [0 - 52]	0 - 6 [0 - 23]	125 [8.8]	126 [52]	6 [23]	COOLING WATER FROM TURBINE BASE	GEE-OTHERS
CW94	SH 3 G2	SEE NOTE 7	0 - 125 [0 - 8.8]	32 - 110 [0 - 43]	0 - 50 [0 - 189]	125 [8.8]	110 [43]	50 [189]	COOLING WATER TO LCI COOLER	GEE-OTHERS
CW95	SH 3 F2	SEE NOTE 7	0 - 125 [0 - 8.8]	32 - 124 [0 - 51]	0 - 50 [0 - 189]	125 [8.8]	124 [51]	50 [189]	COOLING WATER FROM LCI COOLER	GEE-OTHERS
CW109	SH 3 C2	SEE NOTE 7	0 - 125 [0 - 8.8]	32 - 110 [0 - 43]	0 - 3 [0 - 11]	125 [8.8]	110 [43]	3 [11]	COOLING WATER TO GENERATOR GAS DRYER	GEE-OTHERS
CW110	SH 3 B2	SEE NOTE 7	0 - 125 [0 - 8.8]	32 - 112 [0 - 44]	0 - 3 [0 - 11]	125 [8.8]	112 [44]	3 [11]	COOLING WATER FROM GENERATOR GAS DRYER	GEE-OTHERS
LINE IA-2	SH 2 D8	AIR	90 - 120 [6.3 - 8.4]	AMBIENT	0 - 30 SCFM	120 [8.4]	150 [10.5]	30 SCFM (TRANSIENT)	INSTRUMENT AIR	GEE-GEE

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
A	1. SH1 APPLIED VALUES TO NORMAL PRESSURE, TEMPERATURE AND FLOW COLUMNS. REVISED LINE IA-2. SH2 DELETED 1.007, ZONES F & G-2. APPLIED RANGES FOR PRESSURE INDICATORS, ZONE D-7. DCI-05032449 AN-MPT3923	06-01-26 06-01-26	SRW SGK



UNLESS OTHERWISE SPECIFIED:		SIGNATURES		DATE	
DIMENSIONS ARE IN INCHES		SHERI R. WELLMAN		05-11-21	
TOLERANCES ON		JOYCE A. RICE		05-11-21	
2 PL. DECIMALS ±		S. KAUFMANN		05-11-21	
3 PL. DECIMALS ±		SHERI R. WELLMAN		05-11-20	
ANGLES					
FRACTIONS ±					

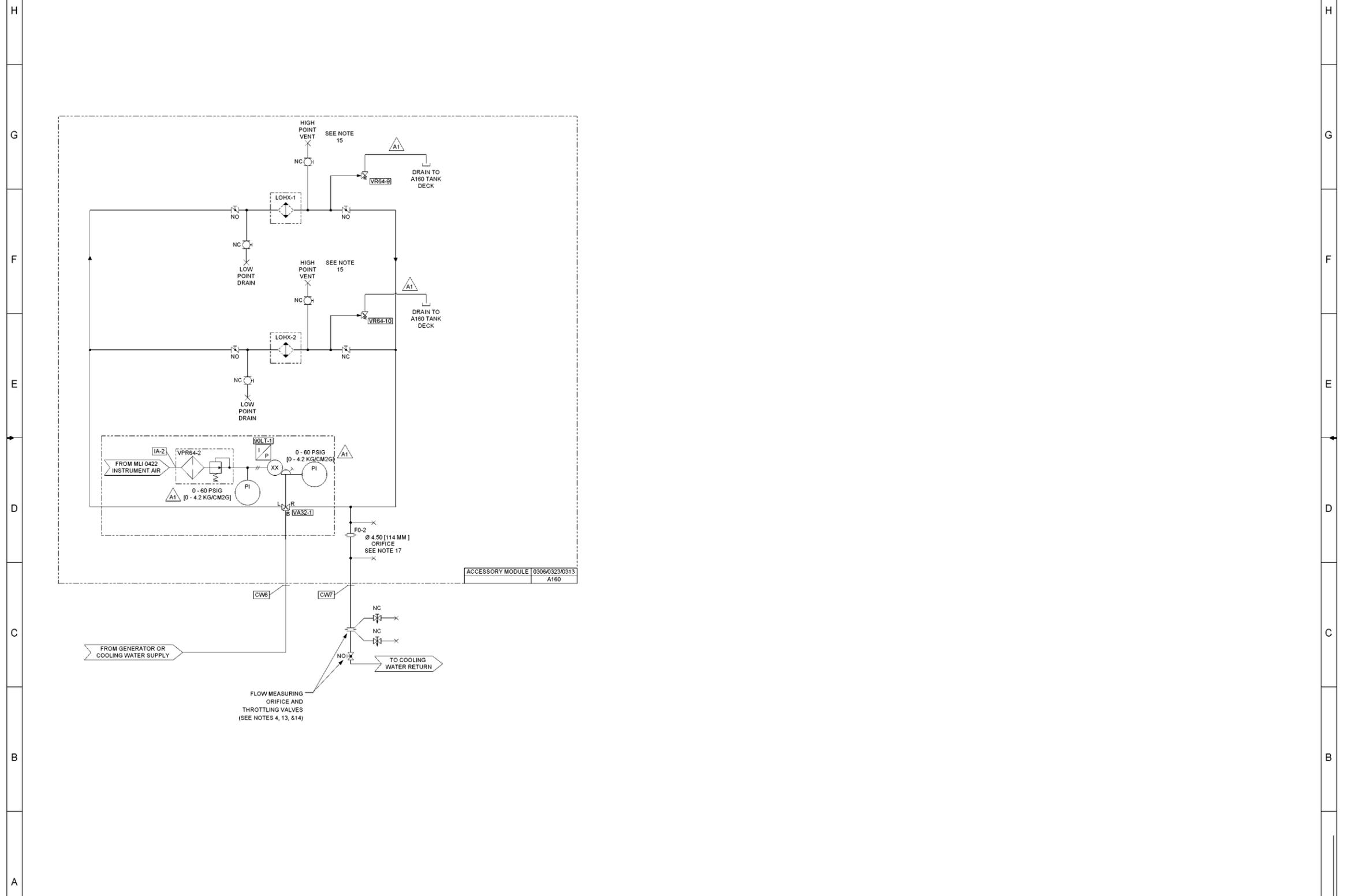
GE Power Generation
 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 GAS TURBINE
 Greenville, SC

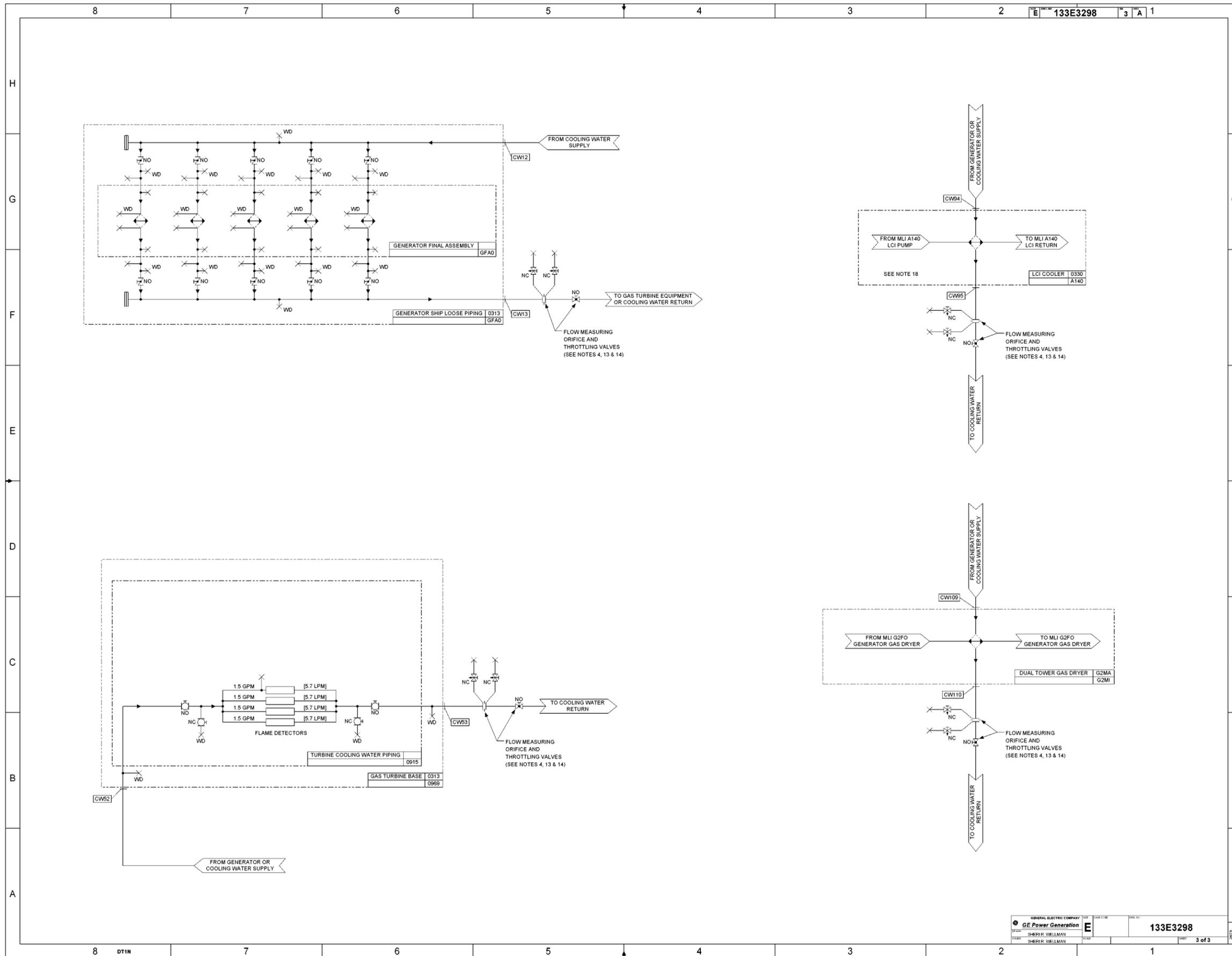
DIAG. SCHEM PP-COOLING WATER

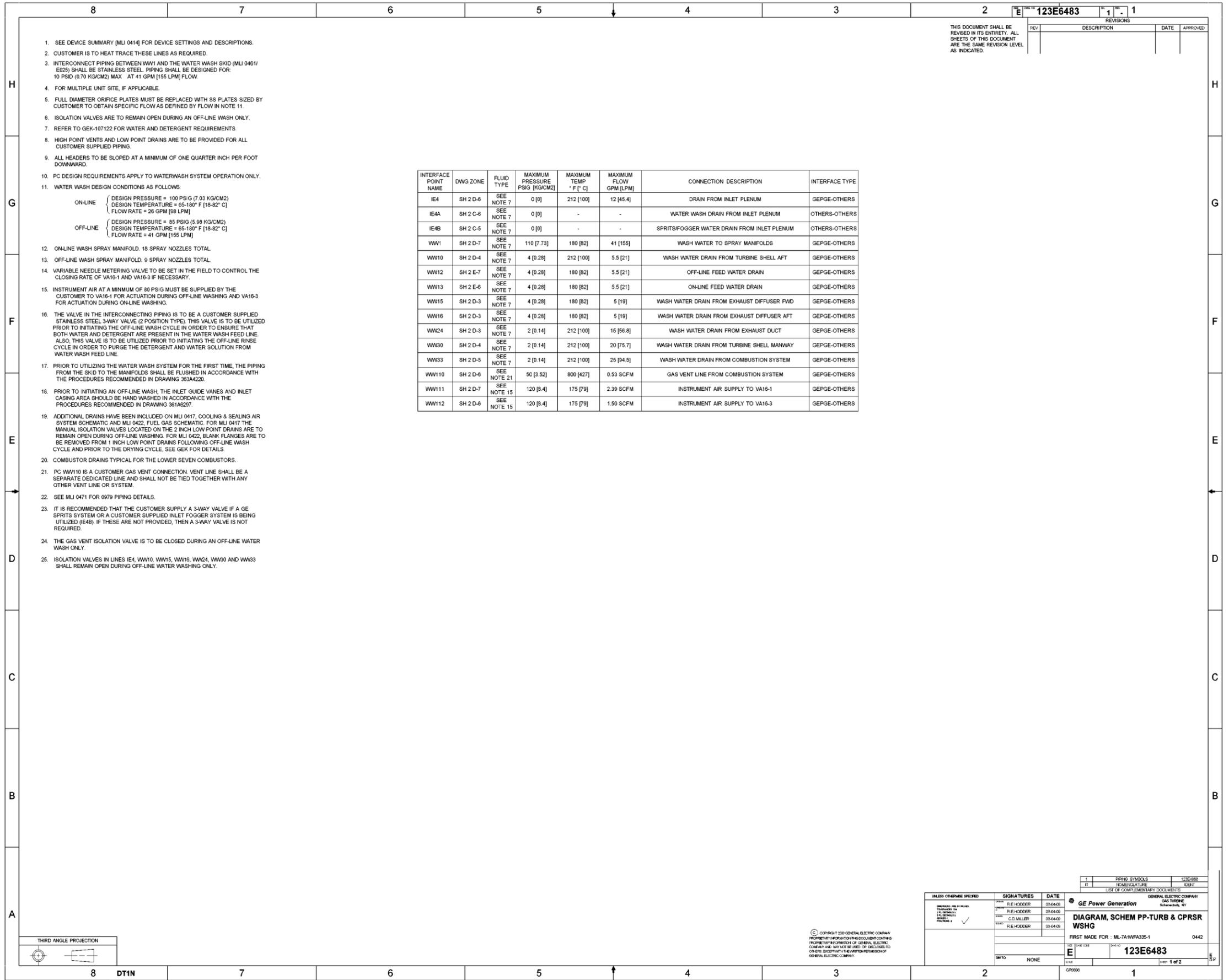
FIRST MADE FOR: ML-7A1WFA358-1.2 0420

133E3298

1 of 3





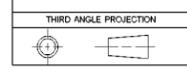


1. SEE DEVICE SUMMARY [MJ 0414] FOR DEVICE SETTINGS AND DESCRIPTIONS.
2. CUSTOMER IS TO HEAT TRACE THESE LINES AS REQUIRED.
3. INTERCONNECT PIPING BETWEEN WW1 AND THE WATER WASH SKID (MJ 0461/ E025) SHALL BE STAINLESS STEEL. PIPING SHALL BE DESIGNED FOR: 10 PSIG (0.70 KG/CM²) MAX. AT 41 GPM (155 LPM) FLOW.
4. FOR MULTIPLE UNIT SITE, IF APPLICABLE.
5. FULL DIAMETER ORIFICE PLATES MUST BE REPLACED WITH SS PLATES SIZED BY CUSTOMER TO OBTAIN SPECIFIC FLOW AS DEFINED BY FLOW IN NOTE 11.
6. ISOLATION VALVES ARE TO REMAIN OPEN DURING AN OFF-LINE WASH ONLY.
7. REFER TO GEK-107122 FOR WATER AND DETERGENT REQUIREMENTS.
8. HIGH POINT VENTS AND LOW POINT DRAINS ARE TO BE PROVIDED FOR ALL CUSTOMER SUPPLIED PIPING.
9. ALL HEADERS TO BE SLOPED AT A MINIMUM OF ONE QUARTER INCH PER FOOT DOWNWARD.
10. PC DESIGN REQUIREMENTS APPLY TO WATERWASH SYSTEM OPERATION ONLY.
11. WATER WASH DESIGN CONDITIONS AS FOLLOWS:
 - ON-LINE { DESIGN PRESSURE = 100 PSIG (7.03 KG/CM²)
DESIGN TEMPERATURE = 65-180° F (18-82° C)
FLOW RATE = 26 GPM (98 LPM)
 - OFF-LINE { DESIGN PRESSURE = 85 PSIG (5.98 KG/CM²)
DESIGN TEMPERATURE = 65-180° F (18-82° C)
FLOW RATE = 41 GPM (155 LPM)
12. ON-LINE WASH SPRAY MANIFOLD. 18 SPRAY NOZZLES TOTAL.
13. OFF-LINE WASH SPRAY MANIFOLD. 9 SPRAY NOZZLES TOTAL.
14. VARIABLE NEEDLE METERING VALVE TO BE SET IN THE FIELD TO CONTROL THE CLOSING RATE OF VA16-1 AND VA16-3 IF NECESSARY.
15. INSTRUMENT AIR AT A MINIMUM OF 80 PSIG MUST BE SUPPLIED BY THE CUSTOMER TO VA16-1 FOR ACTUATION DURING OFF-LINE WASHING AND VA16-3 FOR ACTUATION DURING ON-LINE WASHING.
16. THE VALVE IN THE INTERCONNECTING PIPING IS TO BE A CUSTOMER SUPPLIED STAINLESS STEEL 3-WAY VALVE (2 POSITION TYPE). THIS VALVE IS TO BE UTILIZED PRIOR TO INITIATING THE OFF-LINE WASH CYCLE IN ORDER TO ENSURE THAT BOTH WATER AND DETERGENT ARE PRESENT IN THE WATER WASH FEED LINE. ALSO, THIS VALVE IS TO BE UTILIZED PRIOR TO INITIATING THE OFF-LINE RINSE CYCLE IN ORDER TO PURGE THE DETERGENT AND WATER SOLUTION FROM WATER WASH FEED LINE.
17. PRIOR TO UTILIZING THE WATER WASH SYSTEM FOR THE FIRST TIME, THE PIPING FROM THE SKID TO THE MANIFOLDS SHALL BE FLUSHED IN ACCORDANCE WITH THE PROCEDURES RECOMMENDED IN DRAWING 363A4220.
18. PRIOR TO INITIATING AN OFF-LINE WASH, THE INLET GUIDE VANES AND INLET CASING AREA SHOULD BE HAND WASHED IN ACCORDANCE WITH THE PROCEDURES RECOMMENDED IN DRAWING 361A6297.
19. ADDITIONAL DRAINS HAVE BEEN INCLUDED ON MJ 0417, COOLING & SEALING AIR SYSTEM SCHEMATIC AND MJ 0422, FUEL GAS SCHEMATIC. FOR MJ 0417, THE MANUAL ISOLATION VALVES LOCATED ON THE 2 INCH LOW POINT DRAINS ARE TO REMAIN OPEN DURING OFF-LINE WASHING. FOR MJ 0422, BLANK FLANGES ARE TO BE REMOVED FROM 1 INCH LOW POINT DRAINS FOLLOWING OFF-LINE WASH CYCLE AND PRIOR TO THE DRYING CYCLE. SEE GEK FOR DETAILS.
20. COMBUSTOR DRAINS TYPICAL FOR THE LOWER SEVEN COMBUSTORS.
21. PC WW110 IS A CUSTOMER GAS VENT CONNECTION. VENT LINE SHALL BE A SEPARATE DEDICATED LINE AND SHALL NOT BE TIED TOGETHER WITH ANY OTHER VENT LINE OR SYSTEM.
22. SEE MJ 0471 FOR 0979 PIPING DETAILS.
23. IT IS RECOMMENDED THAT THE CUSTOMER SUPPLY A 3-WAY VALVE IF A GE SPRITS SYSTEM OR A CUSTOMER SUPPLIED INLET FOGGER SYSTEM IS BEING UTILIZED (IE4B). IF THESE ARE NOT PROVIDED, THEN A 3-WAY VALVE IS NOT REQUIRED.
24. THE GAS VENT ISOLATION VALVE IS TO BE CLOSED DURING AN OFF-LINE WATER WASH ONLY.
25. ISOLATION VALVES IN LINES IE4, WW10, WW15, WW16, WW24, WW30 AND WW33 SHALL REMAIN OPEN DURING OFF-LINE WATER WASHING ONLY.

INTERFACE POINT NAME	DWG ZONE	FLUID TYPE	MAXIMUM PRESSURE PSIG [KG/CM ²]	MAXIMUM TEMP ° F [° C]	MAXIMUM FLOW GPM [LPM]	CONNECTION DESCRIPTION	INTERFACE TYPE
IE4	SH 2 D-6	SEE NOTE 7	0 [0]	212 [100]	12 [45.4]	DRAIN FROM INLET PLENUM	GE/GE-OTHERS
IE4A	SH 2 C-6	SEE NOTE 7	0 [0]	-	-	WATER WASH DRAIN FROM INLET PLENUM	OTHERS-OTHERS
IE4B	SH 2 C-5	SEE NOTE 7	0 [0]	-	-	SPRITS/FOGGER WATER DRAIN FROM INLET PLENUM	OTHERS-OTHERS
WW1	SH 2 D-7	SEE NOTE 7	110 [7.73]	180 [82]	41 [155]	WASH WATER TO SPRAY MANIFOLDS	GE/GE-OTHERS
WW10	SH 2 D-4	SEE NOTE 7	4 [0.28]	212 [100]	5.5 [21]	WASH WATER DRAIN FROM TURBINE SHELL AFT	GE/GE-OTHERS
WW12	SH 2 E-7	SEE NOTE 7	4 [0.28]	180 [82]	5.5 [21]	OFF-LINE FEED WATER DRAIN	GE/GE-OTHERS
WW13	SH 2 E-6	SEE NOTE 7	4 [0.28]	180 [82]	5.5 [21]	ON-LINE FEED WATER DRAIN	GE/GE-OTHERS
WW15	SH 2 D-3	SEE NOTE 7	4 [0.28]	180 [82]	5 [19]	WASH WATER DRAIN FROM EXHAUST DIFFUSER FWD	GE/GE-OTHERS
WW16	SH 2 D-3	SEE NOTE 7	4 [0.28]	180 [82]	5 [19]	WASH WATER DRAIN FROM EXHAUST DIFFUSER AFT	GE/GE-OTHERS
WW24	SH 2 D-3	SEE NOTE 7	2 [0.14]	212 [100]	15 [56.8]	WASH WATER DRAIN FROM EXHAUST DUCT	GE/GE-OTHERS
WW30	SH 2 D-4	SEE NOTE 7	2 [0.14]	212 [100]	20 [75.7]	WASH WATER DRAIN FROM TURBINE SHELL MANWAY	GE/GE-OTHERS
WW33	SH 2 D-5	SEE NOTE 7	2 [0.14]	212 [100]	25 [94.5]	WASH WATER DRAIN FROM COMBUSTION SYSTEM	GE/GE-OTHERS
WW110	SH 2 D-6	SEE NOTE 21	50 [3.52]	800 [427]	0.53 SCFM	GAS VENT LINE FROM COMBUSTION SYSTEM	GE/GE-OTHERS
WW111	SH 2 D-7	SEE NOTE 15	120 [8.4]	175 [79]	2.39 SCFM	INSTRUMENT AIR SUPPLY TO VA16-1	GE/GE-OTHERS
WW112	SH 2 D-6	SEE NOTE 15	120 [8.4]	175 [79]	1.50 SCFM	INSTRUMENT AIR SUPPLY TO VA16-3	GE/GE-OTHERS

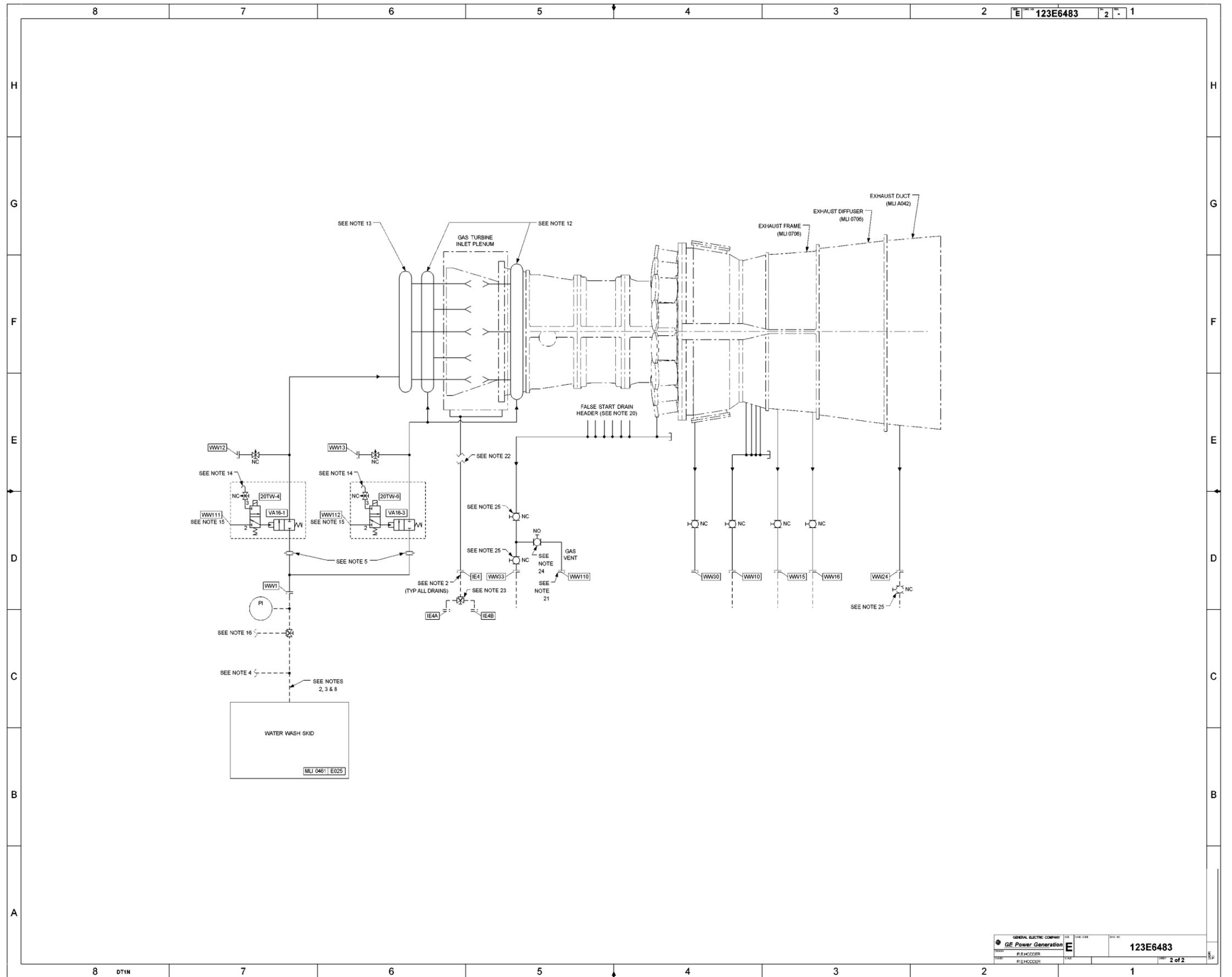
THIS DOCUMENT SHALL BE REVISED IN ITS ENTIRETY. ALL SHEETS OF THIS DOCUMENT ARE THE SAME REVISION LEVEL AS INDICATED.

REVISIONS			
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
1			



© COPYRIGHT 2000 GENERAL ELECTRIC COMPANY
PROPERTY INFORMATION: THIS DOCUMENT CONTAINS PROPERTY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE REPRODUCED OR DISCLOSED TO OTHERS WITHOUT THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.

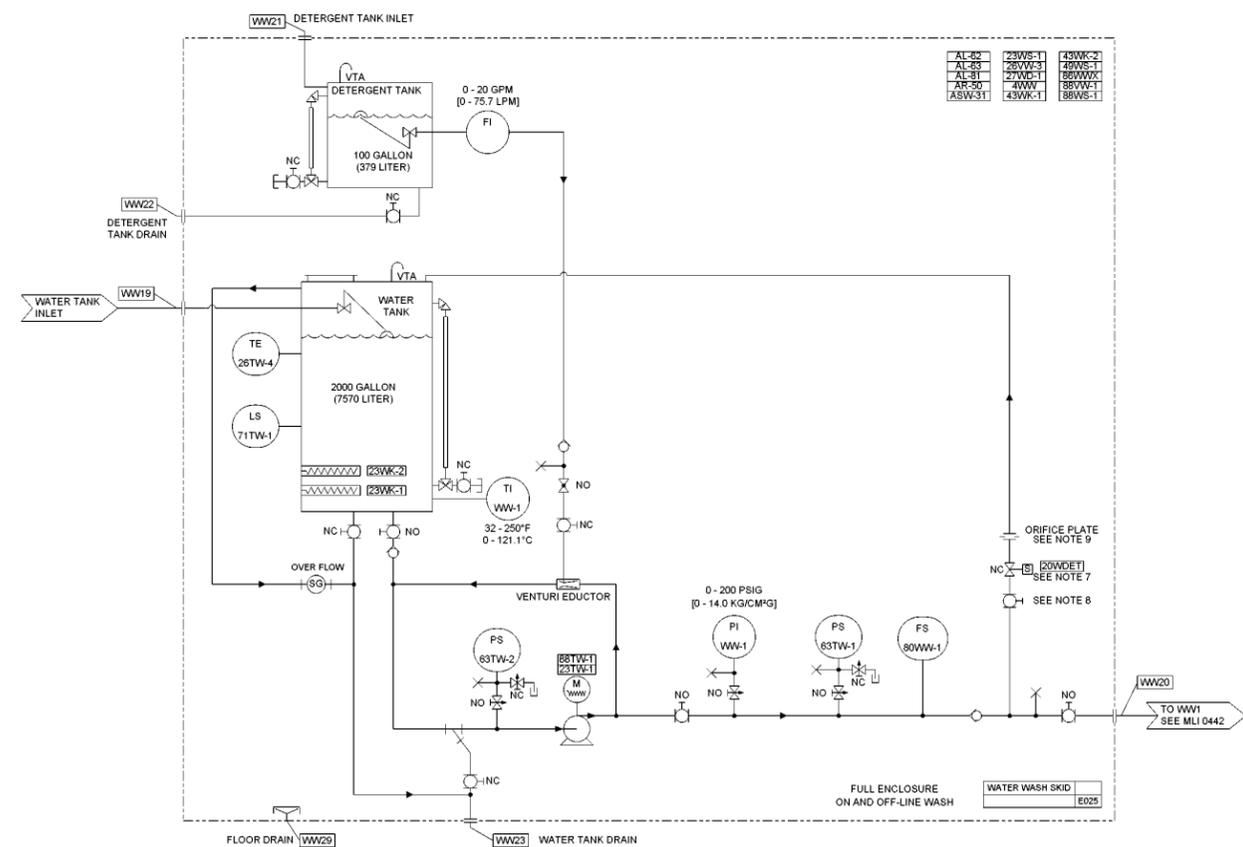
UNLESS OTHERWISE SPECIFIED:	SIGNATURES	DATE	GE Power Generation
DESIGNED BY: R.E. HODDER	DESIGNED BY: R.E. HODDER	05/04/03	GAS TURBINE
CHECKED BY: C.D. MILLER	CHECKED BY: C.D. MILLER	05/04/03	Subcontractor, NY
APPROVED BY: R.E. HODDER	APPROVED BY: R.E. HODDER	05/04/03	
LIST OF COMPLEMENTARY DOCUMENTS: DIAGRAM, SCHEM PP-TURB & CPRSR WSHG			0442
FIRST MADE FOR: ML-7A1WFA335-1			
REV	DATE	DESCRIPTION	
E		123E6483	
DATE	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
05/04/03			



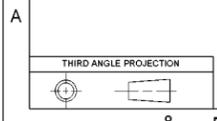
- NOTES:
- FOR DEVICE SETTINGS AND RATINGS SEE MLI 0414.
 - REQUIRED PRESSURE AT WW20 FOR OFFLINE COMPRESSOR WASH SHALL BE 95 PSIG [6.68 KG/CM²G] REQUIRED PRESSURE AT WW20 FOR ONLINE COMPRESSOR WASH SHALL BE 110 PSIG [7.73 KG/CM²G] THESE PRESSURES INCLUDE AN ALLOWANCE OF 10 PSIG DROP IN INTERCONNECTING PIPING.
 - WW20 OFFLINE COMPRESSOR WASH MAXIMUM FLOW WILL BE 41.0 GPM [155.2 LPM] WW20 ONLINE COMPRESSOR WASH MAXIMUM FLOW WILL BE 26.0 GPM [98.4 LPM]
 - MAX PRESSURE BASED ON 150# FLANGE RATING WITH FLOAT VALVE CLOSED.
 - DRAIN FLOWS ARE INTERMITTENT.
 - PULSE MODE WASH.
 - MANUAL VALVE & SOLENOID VALVE (20WDET) TO BE LOCATED AS CLOSE AS POSSIBLE TO MAIN LINE.
 - MANUAL VALVE IN RECIRCULATION LINE SHALL BE CLOSED WHEN THE DETERGENT VALVE IS OPEN.
 - AN ORIFICE PLATE TO BE PROVIDED TO RESTRICT EXCESSIVE FLOW THROUGH THE SOLENOID VALVE (20WDET) AND TO MAINTAIN 63TW-1 SETTINGS IN ORDER TO AVOID PUMP TRIP.

REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED
1			

INTERFACE POINT NAME	DWG ZONE	FLUID TYPE	MAXIMUM PRESSURE PSIG [KG/CM ² G]	MAXIMUM TEMP ° F [° C]	MAXIMUM FLOW GPM [LPM]	CONNECTION DESCRIPTION	INTERFACE TYPE
WW19	D-6	WATER	120 [8.44]	122 [50]	100 [378.5]	WATER TANK INLET	GEE-OTHERS
WW20	B-3	WATER MIX	110 [7.73]	180 [82.2]	SEE NOTE 3	WATER MIX OUTLET	GEE-OTHERS
WW21	E-6	DETERGENT	60 [4.22]	122 [50]	50 [189.3]	DETERGENT TANK INLET	GEE-OTHERS
WW22	E-6	DETERGENT	3 [0.21]	122 [50]	10 [37.8]	DETERGENT TANK DRAIN	GEE-OTHERS
WW23	B-5	WATER	3 [0.21]	122 [50]	25 [94.6]	WATER TANK DRAIN	GEE-OTHERS
WW29	B-6	WATER	3 [0.21]	122 [50]	25 [94.6]	FLOOR DRAIN	GEE-OTHERS



AL-22	23WVS-1	43WK-2
AL-23	23WVS-1	20WVS-1
AL-31	27WDC-1	88WVW
AP-30	40WV	88WV-1
ASW-31	43WK-1	88WS-1



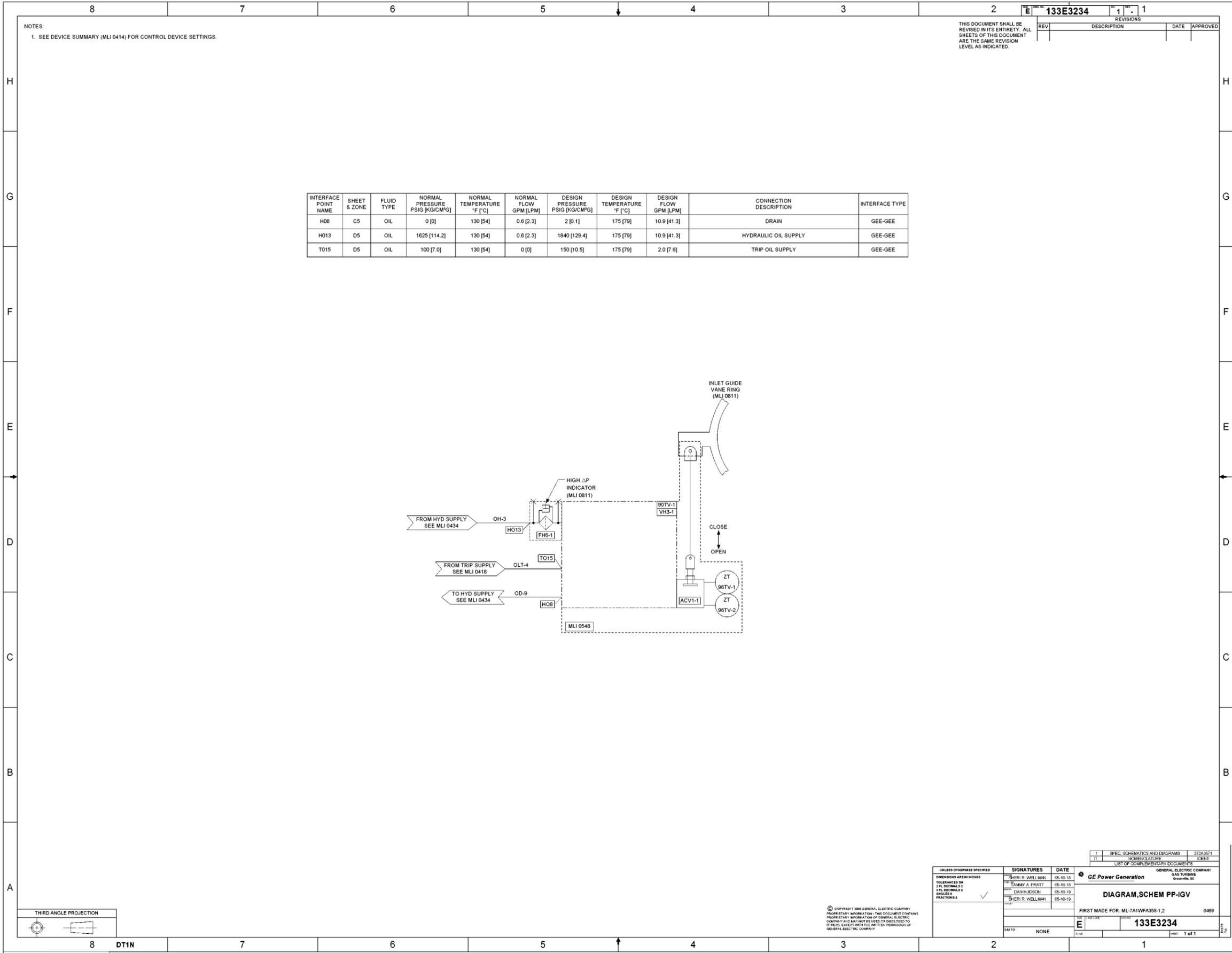
© COPYRIGHT 2006 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION. THIS DOCUMENT CONTAINS
 PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC
 COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO
 OTHERS EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF
 GENERAL ELECTRIC COMPANY.

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE	GENERAL ELECTRIC COMPANY
DIMENSIONS ARE IN INCHES	C. PAOLOCCI	05-10-18	GAS TURBINE
TOLERANCES UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	T. SHAFER	05-15-18	EDMONTON, NY
3 PL DECIMALS	R. SHAFER	05-15-18	
2 PL DECIMALS	C. PAOLOCCI	05-15-18	
1 PL DECIMALS			
FRACTIONS			

DIAG, SCHEM PP-WATER WASH

FIRST MADE FOR: ML-7A1WFA358-1.2 0461

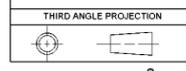
DATE: 05-15-18
 DRAWN BY: E
 CHECKED BY: NONE
 133E3235
 SHEET 1 of 1



NOTES:
1. SEE DEVICE SUMMARY (MLI 0414) FOR CONTROL DEVICE SETTINGS.

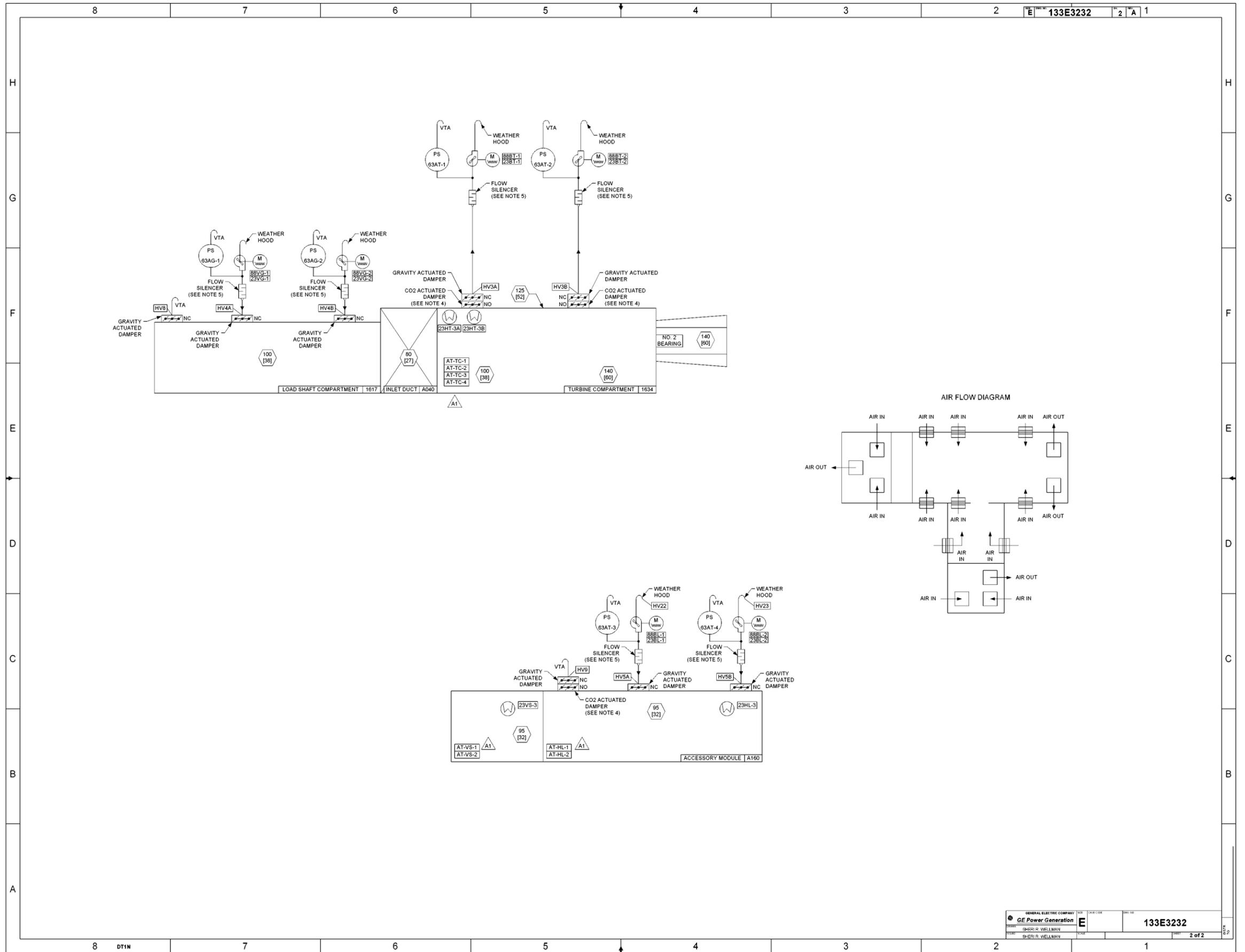
REV		DESCRIPTION	DATE	APPROVED
1				

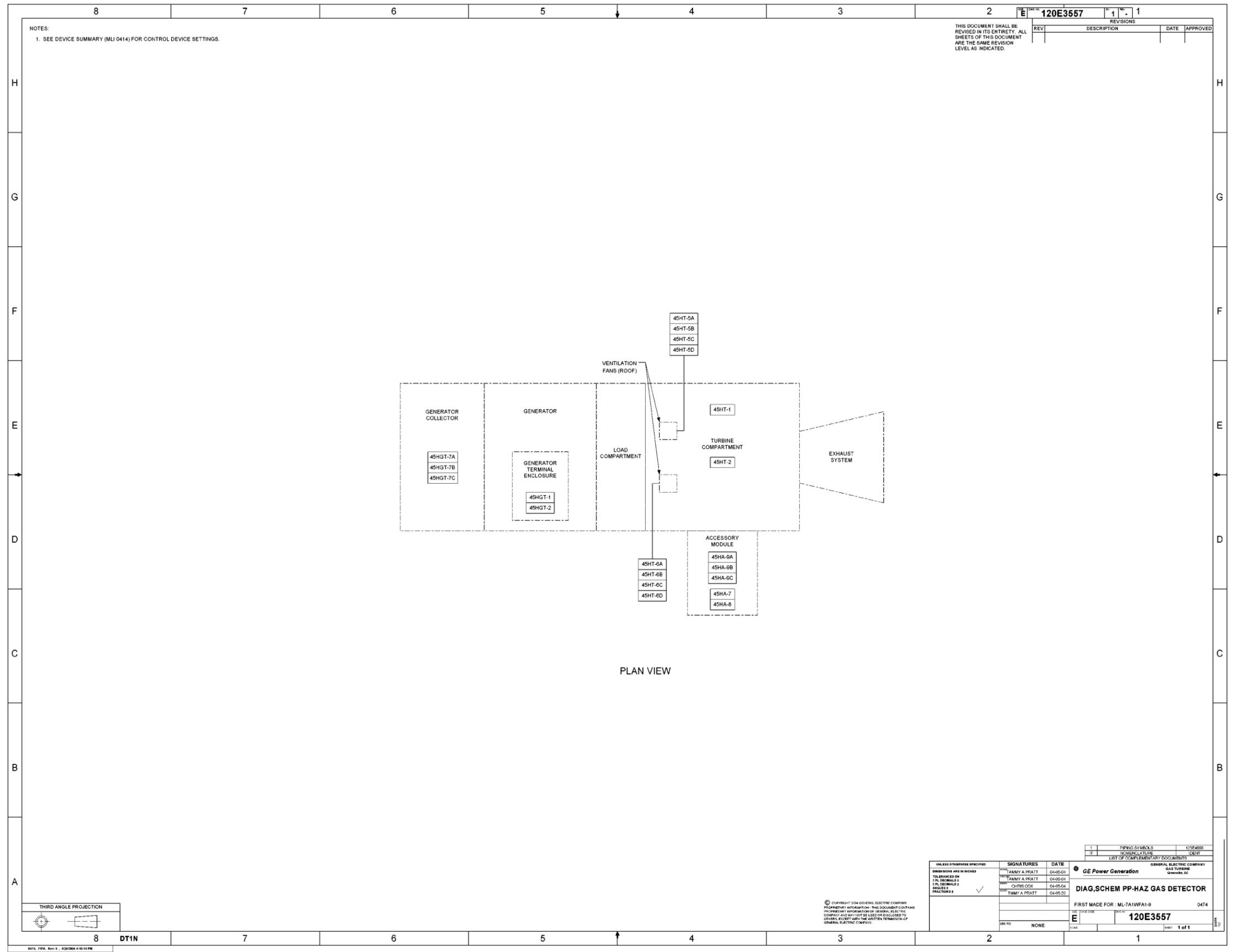
INTERFACE POINT NAME	SHEET & ZONE	FLUID TYPE	NORMAL PRESSURE PSIG [KG/CM ² G]	NORMAL TEMPERATURE °F [°C]	NORMAL FLOW GPM [LPM]	DESIGN PRESSURE PSIG [KG/CM ² G]	DESIGN TEMPERATURE °F [°C]	DESIGN FLOW GPM [LPM]	CONNECTION DESCRIPTION	INTERFACE TYPE
H08	C5	OIL	0 [0]	130 [54]	0.6 [2.3]	2 [0.1]	175 [79]	10.9 [41.3]	DRAIN	GEE-GEE
H013	D5	OIL	1625 [114.2]	130 [54]	0.6 [2.3]	1840 [129.4]	175 [79]	10.9 [41.3]	HYDRAULIC OIL SUPPLY	GEE-GEE
T015	D5	OIL	100 [7.0]	130 [54]	0 [0]	150 [10.5]	175 [79]	2.0 [7.6]	TRIP OIL SUPPLY	GEE-GEE



© COPYRIGHT 2005 GENERAL ELECTRIC COMPANY
PROPRIETARY INFORMATION - THIS DOCUMENT CONTAINS
PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC
COMPANY AND MAY NOT BE USED OR REPRODUCED BY
OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF
GENERAL ELECTRIC COMPANY

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	SIGNATURES	DATE	GE Power Generation
TOLERANCES ARE IN INCHES 2 PL. DECIMALS ± 3 PL. DECIMALS ± FRACTIONS ±	SHERI R. WELLMAN	05-10-18	GE Power Generation GAS TURBINE Greenville, SC DIAGRAM, SCHEM PP-IGV FIRST MADE FOR: ML-TA1WFA358-1.2 0469 133E3234 SHEET 1 of 1
	JAMMY A. PRATT	05-10-18	
	DAN HUDSON	05-10-19	
	SHERI R. WELLMAN	05-10-19	

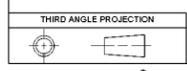




NOTES:
1. SEE DEVICE SUMMARY (MLI 0414) FOR CONTROL DEVICE SETTINGS.

REV		DESCRIPTION		DATE	APPROVED

PLAN VIEW



© COPYRIGHT 2014 GENERAL ELECTRIC COMPANY
PROPERTY INFORMATION: THIS DOCUMENT CONTAINS
PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC
COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO
OTHERS EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF
GENERAL ELECTRIC COMPANY.

SIGNATURES		DATE	GENERAL ELECTRIC COMPANY	
DESIGNED BY	TAMMY A. PRATT	04-05-04	GE Power Generation	
DRAWN BY	TAMMY A. PRATT	04-05-04	GAS TURBINE	
CHECKED BY	CHRIS COE	04-05-04	GENOVA, IL	
APPROVED BY	TAMMY A. PRATT	04-05-04		

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED:
DIMENSIONS ARE IN INCHES
TOLERANCES ON
3 PL. DIMENSIONS
2 PL. DIMENSIONS
ANGLES & RADIUSES

LIST OF COMPLEMENTARY DOCUMENTS:

FIRST MADE FOR: ML-TA1WFA1-9 0474

REVISION CODE: E
PART NO: NONE
DATE: 04/05/04
REV: 1 of 1



SIZE	DWG. NO.	SH.	REV.
B	361B3174	1	-

NOTE(S):

1. SEE DEVICE SUMMARY (MLI 0414) FOR CONTROL DEVICE SETTINGS.

THIS DOCUMENT SHALL BE REVISED IN ITS ENTIRETY. ALL SHEETS OF THIS DOCUMENT ARE THE SAME REVISION LEVEL AS INDICATED.

REVISIONS			
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED

1	SCHEMATIC DIAGRAM SPEC.	372A3671
IT.	NOMENCLATURE	IDENT

LIST OF COMPLEMENTARY DOCUMENTS

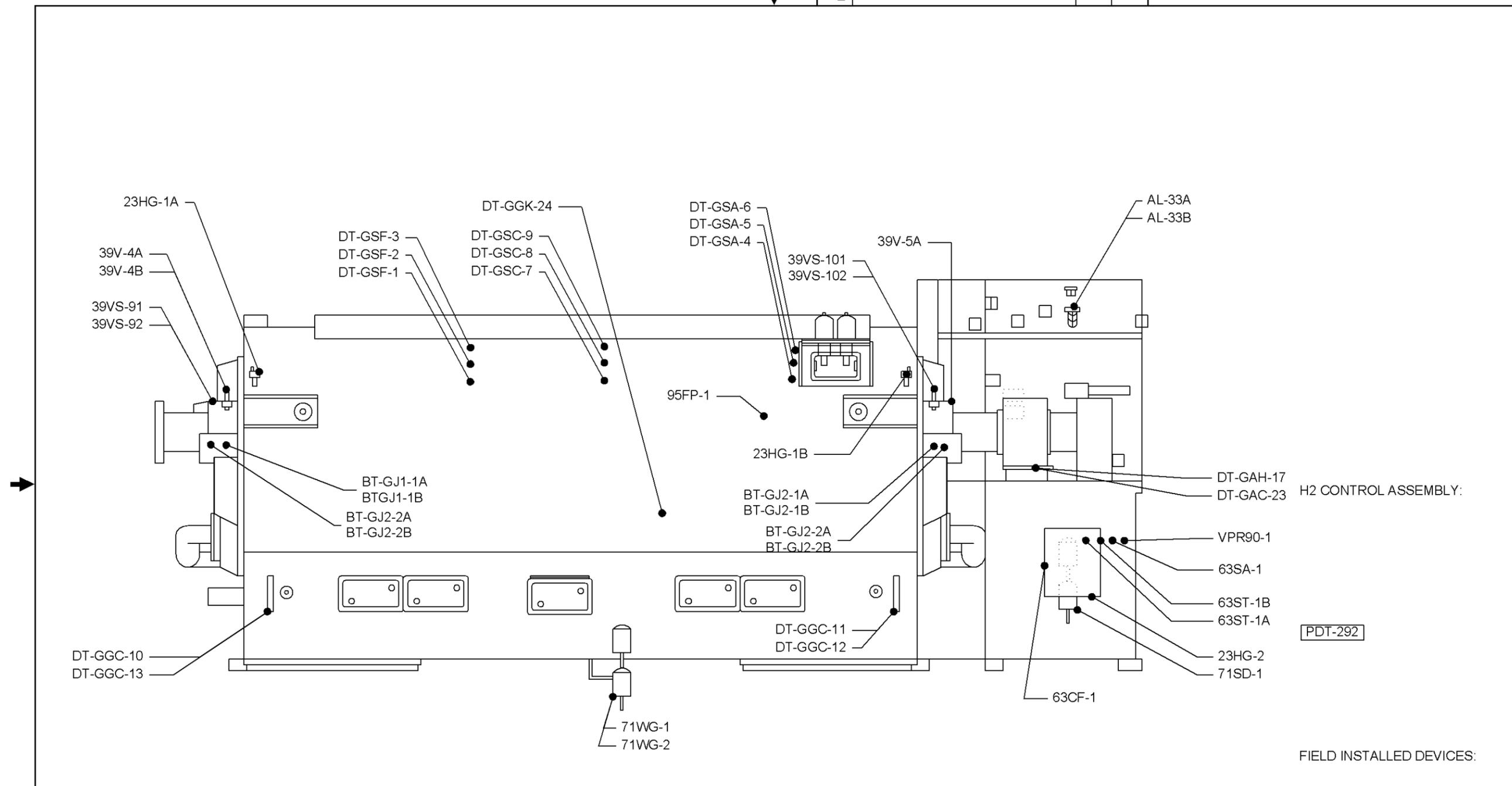
UNLESS OTHERWISE SPECIFIED DIMENSIONS ARE IN INCHES TOLERANCES ON 2 PL DECIMALS ± 3 PL DECIMALS ± ANGLES ± FRACTIONS ±	SIGNATURES	DATE	 GENERAL ELECTRIC COMPANY GE Power Generation GAS TURBINE SCHENECTADY, NY
	DRAWN ALAN CONKLING	05/11/22	
	CHECKED ALAN CONKLING	05/11/22	
	ENGRG ARURO TREJO	05/11/22	
ISSUED ALAN CONKLING	05/11/22		
APPLIED PRACTICES 348A9200		DIAGRAM, SCHEM - LOAD EQUIPMENT	
SIM TO: NONE		FIRST MADE FOR: ML-7A1WFA358 0440	
		SIZE B	CAGE CODE DWG NO 361B3174
		SCALE NONE	SHEET 1 of 2

© COPYRIGHT 2001 GENERAL ELECTRIC COMPANY
 PROPRIETARY INFORMATION-THIS DOCUMENT CONTAINS PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO OTHERS, EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF GENERAL ELECTRIC COMPANY.

THIRD ANGLE PROJECTION



DISTR TO



RTD'S: DUAL ELEMENT (6 WIRE) PLATINUM (100 OHM).
 T/C'S: TYPE K CHROMEL ALUMEL DUEL ELEMENT.

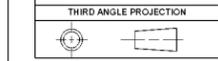
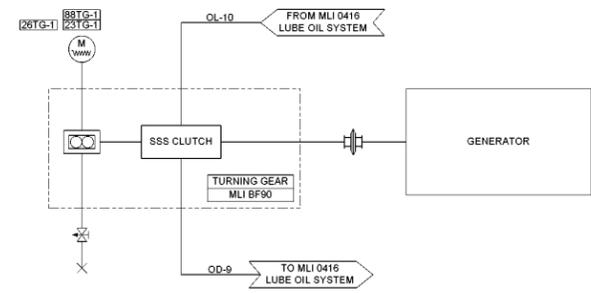
GENERAL ELECTRIC COMPANY		SIZE	CAGE CODE	DWG NO	0440
GE Power Generation		B		361B3174	
DRAWN	ALAN CONKLING	2005-11-22			
ISSUED	Document Services	2005-11-22	SCALE	SHEET	2 of 2

DISTR TO

NOTES:
1. SEE DEVICE SUMMARY (MLI 0414) FOR DEVICE SETTINGS, RATINGS AND RANGES

REV		REVISIONS		
REV	DESCRIPTION	DATE	APPROVED	
1				

INTERFACE POINT NAME	SHEET & ZONE	FLUID TYPE	NORMAL PRESSURE PSIG [KG/CM ² G]	NORMAL TEMPERATURE °F [°C]	NORMAL FLOW GPM [LPM]	DESIGN PRESSURE PSIG [KG/CM ² G]	DESIGN TEMPERATURE °F [°C]	DESIGN FLOW GPM [LPM]	CONNECTION DESCRIPTION	INTERFACE TYPE
LINE OL-10	E5	OIL	33 [2.3]	130 [54]	7 [26.5]	150 [10.3]	175 [79]	10 [37.9]	LUBE OIL FEED	GEE-GEE
LINE OD-9	D5	OIL	0 [0]	130 [54]	7 [26.5]	2 [0.1]	175 [79]	10 [37.9]	LUBE OIL DRAIN	GEE-GEE



UNLESS OTHERWISE SPECIFIED		SIGNATURES		DATE	
DIMENSIONS ARE IN INCHES	TOLERANCES ON FRACTIONS	SHERI R. WELLMAN	DAVID STACY	05-10-18	05-10-18
3 PL DECIMALS	ANGLES	DAVID STACY	SHERI R. WELLMAN	05-10-18	05-10-18
FRACTIONS					

GE Power Generation
GENERAL ELECTRIC COMPANY
Greenville, SC

DIAG, SCHEM PP-STARTING MEANS

FIRST MADE FOR ML7A1WF358-1.2 0421

SCALE: NONE

133E3230

1 of 1

© COPYRIGHT 2006 GENERAL ELECTRIC COMPANY
PROPRIETARY INFORMATION: THIS DOCUMENT CONTAINS
PROPRIETARY INFORMATION OF GENERAL ELECTRIC
COMPANY AND MAY NOT BE USED OR DISCLOSED TO
OTHERS EXCEPT WITH THE WRITTEN PERMISSION OF
GENERAL ELECTRIC COMPANY

GENERAL ELECTRIC

277A2415
CONT. EN HOJA 2 HOJA Nº 1

REV Nº 7A2415	TÍTULO SÍMBOLOS DE TUBERÍAS
CONT. EN HOJA 2 HOJA Nº 1 REALIZADO INICIALMENTE PARA TURBINAS DE GAS	

ESTADO DE REV. DEL DOCUM.: DETERMINADO POR LA ÚLTIMA ENTRADA EN LAS COLUMNAS DE "REV." Y "FECHA".

REV	DESCRIPCIÓN	FIRMA Y FECHA	REV	DESCRIPCIÓN	FIRMA Y FECHA
A	HOJAS REVISADAS Nº 3-8 HOJAS REDIBUJADAS 3, 7 Y 11. HOJAS AGREGADAS 19, 20 Y 21	<i>AH 93517</i> <i>Nov 22, 1976</i> <i>N.D. Lang.</i>			
B	HOJAS REVISADAS Nº 3, 4, 7, 9, 10, 12, 15, 16, 20 Y 21.	<i>AH 93517</i> <i>Nov 20, 1976</i> <i>N.D. Lang.</i>			
C	HOJAS REVISADAS Nº 4, 6, 10, 17, 20, 21	<i>AH 97866</i> <i>Oct 23, 1978</i>			
	SÍMBOLO DE ACEITE DE SELLADO "OS" AGREGADO A LA HOJA 4	<i>Mar. 30, 1984</i>			
D	CONEXIÓN DEL COMPRADOR EN LAS HOJAS REVISADAS 4 Y 5	<i>J. Bucitela</i> <i>Nov. 11, 1975</i>			
E	LA CORR. DE "CONEXIÓN DEL PAQUETE DE LA TURBINA DE GAS" REALIZADA EN LA HOJA REV. 4 FIGURABA COMO "PAQUETE DE LA TURBINA DE GAS"	<i>J. Bucitela</i> <i>Dec 3,</i> <i>1975</i>			
F	REV. ACTUALIZADA MP20167 ESTADO DE REVISIÓN HOJA 12, SÍMBOLO 7 AGREGADO. SE AGREGÓ EL SÍMBOLO 12 PARA COLADOR TIPO SOMBRERO DE BRUJA Y SE REDIBUJÓ.	<i>94-10-29</i> <i>C. Overby</i>			

HOJA Nº	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21						
REVISIÓN	-	B	E	D	C	B	A	B	C	A	B	A	A	B	B	C	A	-	C	C						
INGEN.	DISEÑO																									
	MATERIALES																									
FABR.																										
GARAN. DE CALIDAD																										

ART.	DESCRIPCIÓN	DOCUMENTO Nº
------	-------------	--------------

LISTA DE DOCUMENTOS COMPLEMENTARIOS

SIMILAR A:	PESO CALC.
------------	------------

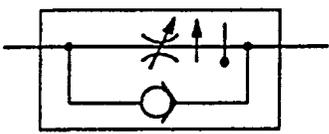
ELABORADO POR <i>N.D. Lang</i> NOV 10, 1976 EMITIDO <i>Nov. 11, 1976</i>	APROBACIONES <i>N.D.C.</i>	TURBINA DE GAS DIV. 277A2415 SCHNECTADY UBICACIÓN CONT. EN HOJA 2 HOJA Nº 1
---	-------------------------------	---

NO CAMBIAR NI REVISAR SIN LA APROBACIÓN DEL RESPONSABLE DE LA DOCUMENTACIÓN.

NO CAMBIAR NI REVISAR SIN LA APROBACIÓN DEL RESPONSABLE DE LA DOCUMENTACIÓN.

1. NOTAS CORRESPONDIENTES A LOS SÍMBOLOS DE TUBERÍAS
- 1.1 NI EL ESPESOR DE LA LÍNEA NI EL TAMAÑO DEL SÍMBOLO ALTERAN EL SIGNIFICADO DEL SÍMBOLO.
- 1.2 LOS SÍMBOLOS DE TUBERÍAS EN LETRAS NO SON NECESARIAMENTE ABREVIATURAS.
- 1.3 LOS SÍMBOLOS SE PUEDEN ROTAR O INVERTIR SIN ALTERAR SU SIGNIFICADO EXCEPTO EN LOS CASOS DE LAS LÍNEAS A DEPÓSITOS Y A ACUMULADORES.
- 1.4 LOS SÍMBOLOS GRÁFICOS ESTÁN ILUSTRADOS SIN ACTUADORES O CONTROLES. LA SELECCIÓN DE LOS ACTUADORES O DE LOS CONTROLES SE DEBE REALIZAR A PARTIR DE LOS GRÁFICOS DEL PÁRRAFO 4 DE ESTE PLANO.

ES DECIR  BOMBA HIDRÁULICA. DESPLAZAMIENTO VARIABLE BIDIRECCIONAL CON PRESIÓN COMPENSADA.

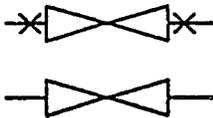
ES DECIR  VÁLVULA DE CONTROL DE CAUDAL, AJUSTABLE CON TEMPERATURA Y PRESIÓN COMPENSADAS.

ES DECIR  VÁLVULA GLOBO EN ÁNGULO RECTO CON BRIDAS SOLDADAS Y OPERADA A RESORTE.

1.5 MUCHOS DE LOS SÍMBOLOS GRÁFICOS Y EN LETRAS INDICADOS SE HAN EXTRAÍDO DE LAS PUBLICACIONES SOBRE SÍMBOLOS GRÁFICOS DEL INSTITUTO DE NORMAS NACIONALES DE E.E.U.U.(ANSI), SÍMBOLOS DE ENERGÍA POR FLUIDOS DE ANSI Y32.10, SÍMBOLOS DE FLUJO DE PROCESO DE ANSI Y32.11 Y SÍMBOLOS DE FABRICACIÓN DE Z32.2.3. PARA REQUISITOS ADICIONALES DE COMBINACIONES O SÍMBOLOS, VER ESTAS PUBLICACIONES ANTES DE CREAR UN SÍMBOLO NUEVO. CADA SÍMBOLO SE DIBUJA PARA MOSTRAR UNA CONDICIÓN NORMAL, EN REPOSO O NEUTRAL DE LOS COMPONENTES A MENOS QUE SE PROPORCIONEN DIAGRAMAS MÚLTIPLES QUE MUESTREN LAS DISTINTAS ETAPAS O CIRCUITOS DE OPERACIÓN.

1.6 MUESTRA UNA MUESCA PARA CADA RETÉN EN EL COMPONENTE REAL QUE SE SIMBOLIZA. UNA LÍNEA CORTA INDICA QUÉ RETÉN ESTÁ EN USO.

1.7 LAS UNIONES ABRIDADAS ESTÁN ILUSTRADAS POR MEDIO DE SÍMBOLOS DE FABRICACIÓN. CUANDO SE REQUIEREN BRIDAS ATORNILLADAS O SOLDADAS ILUSTRAR CON EL SÍMBOLO APROPIADO, es decir:



1.8 UNA FLECHA PARALELA AL LADO CORTO DE UN SÍMBOLO, DENTRO DEL SÍMBOLO, INDICA QUE EL COMPONENTE ES DE PRESIÓN COMPENSADA

1.9 DEFINICIONES: **ENERGÍA POR FLUIDOS** - LOS SISTEMAS DE ENERGÍA POR FLUIDOS SON AQUELLOS QUE TRANSMITEN Y CONTROLAN ENERGÍA POR MEDIO DEL USO DE UN FLUIDO PRESURIZADO (LÍQUIDO O GASEOSO) DENTRO DE UN CIRCUITO CERRADO.
FLUJO DE PROCESO - SON DE FLUJO DE PROCESO AQUELLOS SISTEMAS QUE TRANSMITEN FLUIDOS (LÍQUIDOS O GASEOSOS) A LA ATMÓSFERA.

B

277A2415

REV.

CONT. EN HOJA 3

HOJA Nº 2

1.0 DEFINICIÓN DE SISTEMAS:

		FLUJO DE PROCESO
0416	DIAGRAMA ESQUEM. DE TUBERÍAS - ACEITE DE LUBRICACIÓN	
0417	↑ AIRE DE ENFRIAMIENTO Y SELLADO	ENERGÍA POR FLUÍDOS
0418	ACEITE DE CONTROL	ENERGÍA POR FLUÍDOS
0419	AIRE DE CONTROL	ENERGÍA POR FLUÍDOS
0420	AGUA DE ENFRIAMIENTO	FLUJO DE PROCESO
0421	MEDIOS DE ARRANQUE	ENERGÍA POR FLUÍDOS
0422	GAS COMBUSTIBLE	ENERGÍA POR FLUÍDOS
0423	ACEITE COMBUSTIBLE DESTILADO	ENERGÍA POR FLUÍDOS
0424	COMBUSTIBLE LÍQUIDO	ENERGÍA POR FLUÍDOS
0425	AIRE DE ATOMIZACIÓN	ENERGÍA POR FLUÍDOS
0426	PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS	FLUJO DE PROCESO
0427	TRANSPORTE DE COMBUSTIBLE LÍQUIDO	FLUJO DE PROCESO
0428	AIRE DE LA ESTACIÓN	ENERGÍA POR FLUÍDOS
0430	SIST. DE VAP. DE LA TURB DE VAP.	ENERGÍA POR FLUÍDOS
0431	INYECCIÓN DE VAPOR	ENERGÍA POR FLUÍDOS
0432	CALENTAMIENTO DEL AIRE DE ENTRADA	ENERGÍA POR FLUÍDOS
0434	SUMINISTRO HIDRÁULICO	ENERGÍA POR FLUÍDOS
0439	ACCIONAMIENTO DEL VENTILADOR HIDRÁULICO	ENERGÍA POR FLUÍDOS
0440	COMPRESOR DE CARGA	FLUJO DE PROCESO
0441	LIMPIEZA DEL COMPRESOR Y DE LA TURBINA	FLUJO DE PROCESO
0442	LAVADO DEL COMPRESOR Y DE LA TURBINA	FLUJO DE PROCESO
0443	LIMPIEZA DEL COMPRESOR	FLUJO DE PROCESO
0460	SISTEMA DE FRENO HIDRÁULICO	ENERGÍA POR FLUÍDOS
0461	UNIDAD DE TRANSPORTE DE AGUA	FLUJO DE PROCESO
0462	SIST. DE INYECCIÓN DE AGUA	FLUJO DE PROCESO
0464	SERVICIO DE HIDRÓGENO	FLUJO DE PROCESO
C027	AGUA DE ALIMENTACIÓN Y CONDENSADOR	FLUJO DE PROCESO
C049	SIST. DE VAPOR DE PLANTA	FLUJO DE PROCESO
C059	VAPOR Y AGUA	FLUJO DE PROCESO
C060	AIRE CONT	ENERGÍA POR FLUÍDOS
C068	↓ AIRE PARA LA COMBUSTIÓN	FLUJO DE PROCESO

NO CAMBIAR NI REVISAR SIN LA APR... N DEL RESPONSABLE DE LA DOCUMENTACION.

NO CAMBIAR NI REVISAR SIN LA APROBACIÓN DEL RESPONSABLE DE LA DOCUMENTACIÓN.

2. SÍMBOLOS EN LETRAS

- | | |
|---|--|
| AA - AIRE DE ATOMIZACIÓN | OL - ACEITE DE LUBRICACIÓN |
| AB - SANGRADO DE AIRE | OLT - ACEITE DE DISPARO |
| ABD- DRENAJE DE LA CAJA DE AIRE | OLV - VENTEO DE ACEITE DE LUBRICACIÓN |
| AD - AIRE DE DESCARGA DEL COMPRESOR | OR - ACEITE REGULADO |
| AE - AIRE DE EXTRACCIÓN | OS - ACEITE DE SELLO |
| AI - AIRE DE ENTRADA DEL COMPRESOR | P - LIBERACIÓN DEL CAUDAL NEUMÁTICO |
| AMB- PRESIÓN AMBIENTE | PC - CONEX. DEL PAQUETE DE LA TURB. DE GAS |
| AP - AIRE DE PURGA | PS - PRESIÓN DEL SUMINISTRO PILOTO |
| APL- AIRE DE FUGA DE LA EMPAQUETDURA | RC - BOBINA DE MARCHA |
| AR - AIRE REGULADO | S - VISOR DE CAUDAL |
| (DESPUÉS DE LA VÁL. REDUCTORA DE PRESIÓN) | SA - SEÑAL NEUMÁT. DE ARRANQUE DE LA TURB. |
| AS - SUMINISTRO DE AIRE | SE - ESCAPE DE VAPOR |
| AV - VENTEO DE AIRE | SR - LIBERACIÓN DEL CAUDAL POR SOLENOIDE |
| AVC- AIRE DE CONTROL VARIABLE | SS - SUMINISTRO DE VAPOR |
| DOF- ACEITE COMBUSTIBLE DIESEL | SF - FLUIDO DE SELLO |
| DOL- ACEITE DE LUBRICACIÓN DIESEL | T - TERMÓMETRO |
| EE - ESCAPE DE LA MÁQUINA | TC - BOBINA DE DISPARO |
| FB - DESVÍO DEL FILTRO | TOL - ACEITE DEL CONVERTIDOR DE TORQUE |
| FI - AISLAMIENTO DEL FILTRO | VL - FUGA POR EL VÁSTAGO DE LA VÁLVULA |
| GF - GAS COMBUSTIBLE | VAB - VÁLVULA DE SANGRADO DE AIRE |
| GFV- VENTEO DE GAS COMBUSTIBLE | WD - DRENAJE DE AGUA |
| GPL- FUGA DE LA EMPAQUETADURA DEL VÁSTAGO DE LA VÁLVULA DE GAS. | WF - ALIMENTACIÓN DE AGUA DULCE |
| HP - ALTA PRESIÓN | WR - AGUA DE RETORNO |
| L - ENGANCHE COMANDADO A CO ₂ | WS - ALIMENTACIÓN DE AGUA SALADA |
| LP - BAJA PRESIÓN | WT - VENTEO DE AGUA |
| M - MOTOR | WWL- CIRCUITO DE AGUA TIBIA |
| NO - NORMALMENTE ABIERTA | W - AGUA |
| NC - NORMALMENTE CERRADA | |
| OA - SEÑAL NEUMÁTICA DE OPERACIÓN DEL ACEITE COMBUSTIBLE | |
| OD - DRÉNAJE DE ACEITE | |
| OF - ACEITE COMBUSTIBLE | |
| OFD- DRENAJE DEL ACEITE COMBUSTIBLE | |
| OFV- VENTEO DEL ACEITE COMBUSTIBLE | |
| OH - ACEITE DEL SISTEMA HIDRÁULICO | |
| OHT- ACEITE DE DISPARO HIDRÁULICO | |

B

277A2415

REV.

CONT. EN HOJA 5

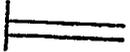
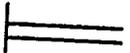
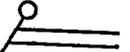
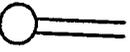
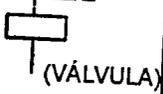
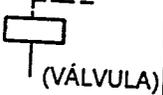
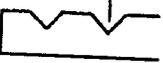
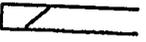
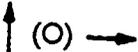
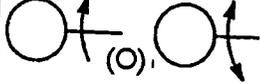
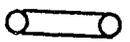
HOJA Nº 4

NO CAMBIAR NI REVISAR SIN LA APROBACIÓN DEL RESPONSABLE DE LA DOCUMENTACIÓN.

TEMA	ENERGÍA POR FLÚIDOS	FLIJO DE PROCESO	FABRICACIÓN
3. CONVENCIONES DE LÍNEAS			
3.1 LÍNEA PRINCIPAL (TUBERÍA / TUBO)	—————	—————	—————
3.2 LÍNEA DE PILOTAJE (CONTROL)	- - - - -		
3.3 LÍNEA DE DRENAJE	- - - - -	- - - - -	
3.4 LÍNEA DE ESQUEMA	- - - - -	- - - - -	
3.5 LÍNEA DE SUMINISTRO DEL CLIENTE	- - - - -	- - - - -	
3.6 CALENTADO EXTERNAMENTE POR CONDUCTOR TRAZADOR		= = = = = // // //	
3.7 LÍNEA DE AIRE	+	+	
3.8 CRUCE DE LÍNEAS	+ +	+ +	
3.9 CONEXIÓN	+ +	+ +	
3.10 CONEX. DEL PAQ. DE LA TURB. DE GAS	— (PC)	— (PC)	
3.11 UNIÓN SOLDADA			— X —
3.12 UNIÓN ROSCADA			— + —
3.13 UNIÓN ABRIDADA			— —
3.14 SALIDA - LADO REMOTO			— ⊙
3.15 SALIDA - LADO CERCANO			— ⊙
3.16 DIRECCIÓN		— →	— →
3.17 FUENTE NEUMÁTICA	— ▷		
3.18 FUENTE HIDRÁULICA	— ▴		

D	277A2415
REV.	CONT. EN HOJA 6 HOJA Nº 5

NO CAMBIAR NI REVISAR SIN LA APROBACIÓN DEL RESPONSABLE DE LA DOCUMENTACIÓN.

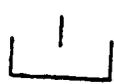
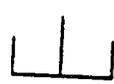
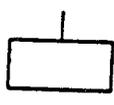
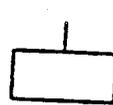
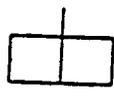
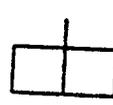
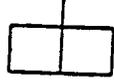
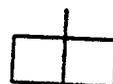
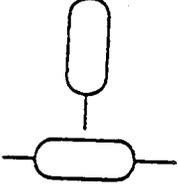
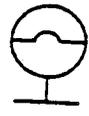
TEMA	ENERGÍA POR FLUIDOS	FLUJO DE PROCESO	FABRICACIÓN
4 ACTUADORES Y CONTROLES			
4.1 RESORTE			
4.2 MANUAL			
4.3 PULSADOR			
4.4 PALANCA			
4.5 TÉRMICA/O			
4.6 MECÁNICA/O		 (VÁLVULA)	 (VÁLVULA)
4.7 RETÉN (VER NOTA 1.6)			
4.8 SOLENOIDE			
4.9 COMPENSADA/O			
4.10 COMPENSADO POR PRESIÓN (VER NOTA 1.8)			
4.11 COMANDADA/O A MOTOR			
4.12 CARGADO CON GAS			
4.13 DIAFRAGMA			
4.14 COMANDADA/O POR FLOTADOR			
4.15 AJUSTADO O MODIFICADO			
4.16 FLECHA ROTATIVA			
4.17 ENLACE MECÁNICO			
4.18 A ENGRANAJE			

NO CAMBIAR NI REVISAR SIN LA APROBACION DEL RESPONSABLE DE LA DOCUMENTACION

TEMA	ENERGÍA POR FLUÍDOS	FLUJO DE PROCESO	FABRICACIÓN
4.19 CENTRÍFUGA/O			
4.20 ROTURA DE DISCO			
4.21 VENTILADOR			

B REV.	277A2415 CONT. EN HOJA 8 HOJA N°7
------------------	--------------------------------------

NO CAMBIAR NI REVISAR SIN LA APROBACION DEL RESPONSABLE DE LA DOCUMENTACION.

TEMA	ENERGÍA POR FLUIDOS	FLUJO DE PROCESO	FABRICACIÓN
5 ALMACENAMIENTO			
5.1 DEPÓSITO CON RESPIRADERO POR ENCIMA DEL NIVEL DE FLUIDO			
5.2 DEPÓSITO CON RESPIRADERO POR DEBAJO DEL NIVEL DE FLUIDO			
5.3 DEPÓSITO PRESURIZADO POR ENCIMA DEL NIVEL DE FLUIDO			
5.4 DEPÓSITO PRESURIZADO POR DEBAJO DEL NIVEL DE FLUIDO			
5.5 ACUMULADOR			
5.6 RECEPTOR			

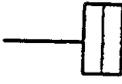
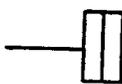
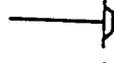
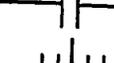
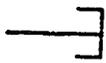
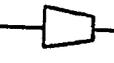
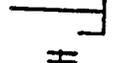
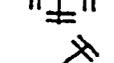
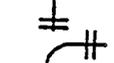
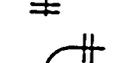
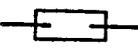
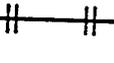
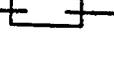
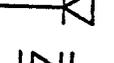
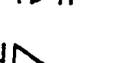
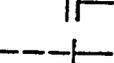
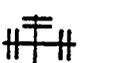
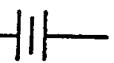
B	277A2415
REV.	CONT. EN HOJA 9 HOJA N° 8

NO CAMBIAR NI REVISAR SIN LA APROBACIÓN DEL RESPONSABLE DE LA DOCUMENTACIÓN.

	TEMA	ENERGÍA POR FLUÍDOS	FLUJO DE PROCESO	FABRICACIÓN
6	CONDUCTOR			
6.1	ACOPLAMIENTO RÁPIDO CONECTADO, SIN ANTIRRETORNO			
6.2	ACOPLAMIENTO RÁPIDO DESCONECTADO, SIN ANTIRRETORNO			
6.3	ACOPLAMIENTO RÁPIDO CONECTADO, CON ANTIRRETORNO			
6.4	ACOPLAMIENTO RÁPIDO DESCONECTADO, CON ANTIRRETORNO			
6.5	LÍNEA FLEXIBLE			
6.6	ESTRANGULACIÓN CONSTANTE			
6.7	PUERTO/GRIFO TAPONADO			
6.8	SALIDA NEUMÁTICA A LA ATMÓSFERA (ORIFICIO) NO CONECTABLE			
6.9	SALIDA NEUMÁTICA A LA ATMÓSFERA (ORIFICIO) CONECTABLE			
6.10	SELLO DEL DIAFRAGMA			
6.11	EMBUDO DE DRENAJE			
6.12	TOLVA			
6.13	SIFÓN, CABLE FLEXIBLE DE CONEXIÓN			
6.14	TRAMPA			
6.15	VENTEO			
6.16	DIVISOR DE CAUDAL			

B	277A2415
REV.	CONT. EN HOJA 10 HOJA N° 9

NO CAMBIAR NI REVISAR SIN LA APROBACIÓN DEL RESPONSABLE DE LA DOCUMENTACIÓN.

TEMA	ENERGÍA POR FLUÍDOS	FLUJO DE PROCESO	FABRICACIÓN
6.17 BRIDA PARA 1034.21 - 2068.43 kPa (150-300 LIBRAS)			
6.18 BRIDA MACHO PARA 2757.9 kPa O MÁS (400 LIBRAS)			
6.19 BRIDA HEMBRA PARA 2757.9 kPa O MÁS (400 LIBRAS)			
6.20 BRIDA CIEGA			
6.21 BRIDA DE ORIFICIO			
6.22 BUJE			
6.23 SOMBRERETE			
6.24 CRUCE			
6.25 CODO A 45°			
6.26 CODO A 90°			
6.27 CODO DE CALLE			
6.28 JUNTA DE ACOPLAMIENTO			
6.29 JUNTA DE EXPANSIÓN			
6.30 RAMAL LATERAL			
6.31 TAPÓN DE TUBERÍA			
6.32 REDUCCIÓN CONCÉNTRICA			
6.33 REDUCCIÓN EXCÉNTRICA			
6.34 MANGUITO			
6.35 TE			
6.36 UNIÓN			
6.37 EMBRAGUE			

*VER NOTA 1.7

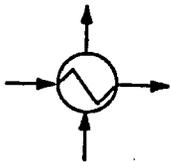
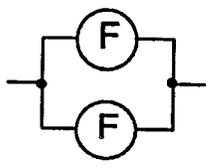
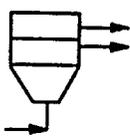
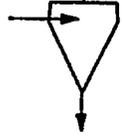
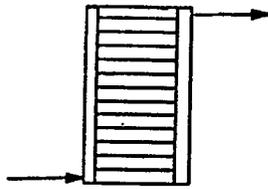
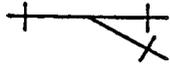
C	277A2415
REV.	CONT. EN HOJA 11 HOJA Nº 10

NO CAMBIAR NI REVISAR SIN LA APROBACIÓN DEL RESPONSABLE DE LA DOCUMENTACIÓN.

TEMA	ENERGÍA POR FLUÍDOS	FLUJO DE PROCESO	FABRICACIÓN
6.38 ENGANCHE			

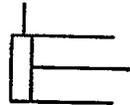
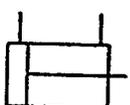
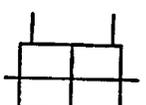
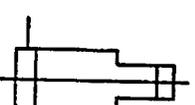
A REV.	277A2415 CONT. EN HOJA 12 HOJA Nº 11
------------------	---

NO CAMBIAR NI REVISAR SIN LA APROBACIÓN DEL RESPONSABLE DE LA DOCUMENTACIÓN.

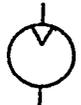
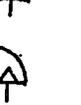
	TEMA	ENERGÍA POR FLUÍDOS	FLUJO	DE PROCESO	FABRICACIÓN
	7	CONDICIONADOR			
	7.1	INTERCAMBIADOR DE CALOR			
	7.2	ENFRIADOR			
	7.3	FILTRO			
	7.4	FILTRO DOBLE			
	7.5	SEPARADOR CON PURGA MANUAL			
	7.6	SEPARADOR CON PURGA AUTOMÁTICA			
	7.7	SEPARADOR CENTRÍFUGO			
	7.8	SEPARADOR CICLÓNICO			
	7.9	SEPAR. CON PRECIPITADOR ELECTROSTÁTICO			
	7.10	COLADOR EN Y			
	7.11	COLADOR/FILTRO			
	7.12	COLADOR TIPO SOMBRERO DE BRUJA			
					IGUAL QUE 6.30
					

F	277A2415	
REV.	CONT. EN HOJA 13	HOJA Nº 12

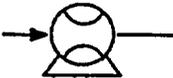
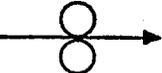
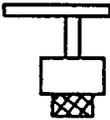
NO CAMBIAR NI REVISAR SIN LA APROBACIÓN DEL RESPONSABLE DE LA DOCUMENTACIÓN.

TEMA	ENERGÍA POR FLUÍDOS	FLUJO DE PROCESO
8 DISPOSITIVO LINEAL		
8.1 CILINDRO DE SIMPLE EFECTO		
8.2 CILINDRO DE DOBLE EFECTO CON VÁSTAGO SIMPLE		
8.3 CILINDRO DE DOBLE EFECTO CON VÁSTAGO DOBLE		
8.4 AMPLIFICADOR DE PRESIÓN		
8.5 TRANSFORMADOR DIFERENCIAL DE VARIACIÓN LINEAL		

NO CAMBIAR NI REVISAR SIN LA APROBACIÓN DEL RESPONSABLE DE LA DOCUMENTACIÓN.

TEMA	ENERGÍA POR FLUIDOS	FLUJO DE PROCESO
9 DISPOSITIVO GIRATORIO		
9.1 MOTOR NEUMÁTICO UNIDIRECCIONAL		
9.2 MOTOR NEUMÁTICO BIDIRECCIONAL		
9.3 MOTOR HIDRÁULICO UNIDIRECCIONAL		
9.4 MOTOR HIDRÁULICO BIDIRECCIONAL		
9.5 COMPRESOR CON BOMBA NEUMÁTICA DE DESPLAZAMIENTO FIJO		
9.6 BOMBA DE VACÍO NEUMÁTICA DE DESPLAZAMIENTO FIJO		
9.7 BOMBA HIDRÁULICA DE DESPLAZAM. FIJO UNIDIRECCIONAL		
9.8 BOMBA HIDRÁULICA DE DESPLAZAM. FIJO BIDIRECCIONAL		
9.9 MOTOBOMBA HIDRÁULICA VARIABLE QUE FUNCIONA EN UNA DIRECCIÓN COMO BOMBA Y EN LA OTRA COMO MOTOR		
9.10 MOTOBOMBA HIDRÁULICA VARIABLE QUE OPERA EN UNA DIRECCIÓN DE CAUDAL YA SEA COMO BOMBA O COMO MOTOR		
9.11 MOTOR ELÉCTRICO		
9.12 OSCILADOR HIDRÁULICO		
9.13 OSCILADOR NEUMÁTICO		
9.14 MOTOR TÉRMICO		

NO CAMBIAR NI REVISAR SIN LA APROBACIÓN DEL RESPONSABLE DE LA DOCUMENTACIÓN.

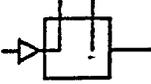
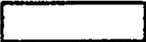
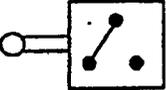
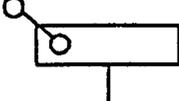
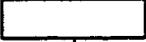
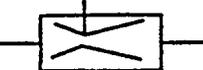
TEMA	ENERGÍA POR FLÚIDOS	FLUJO DE PROCESO
9.15 COMPRESOR		
9.16 BOMBA CENTRÍFUGA		
9.17 BOMBA CAUDALIMÉTRICA		
9.18 BOMBA DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO		
9.19 TURBOBOMBA		
9.20 BOMBA (CON EJE)		
9.21 BOMBA VERTICAL		

B	277A2415
REV.	CONT. EN HOJA 16 HOJA Nº 15

NO CAMBIAR NI REVISAR SIN LA APROBACIÓN DEL RESPONSABLE DE LA DOCUMENTACIÓN.

TEMA	ENERGÍA POR FLUÍDOS	FLUJO DE PROCESO
10 INSTRUMENTOS Y ACCESORIOS		
10.1 CAMPANILLA DE ALARMA		
10.2 MEDIDOR DE AGUJA		
10.3 MEDIDOR DE AGUJA MONTADO EN PANEL		
10.4 MEDIDOR DE AGUJA CON TAMBOR DE FRENADO O AMORTIGUADOR		
10.5 INDICADOR DE TEMPERATURA		
10.6 INDICADOR DEL NIVEL DE LÍQUIDO		
10.7 TUBO INDICADOR		
10.8 CAUDALÍMETRO		
10.9 MEDIDOR DE VOLUMEN		
10.10 SILENCIADOR		
10.11 TOBERA HIDRÁULICA		
10.12 TOBERA NEUMÁTICA		
10.13 TOBERA DE ATOMIZACIÓN DE DESCARGA PROLONGADA		
10.14 TOBERA DE ATOMIZACIÓN DE DESCARGA INICIAL		
10.15 BOQUILLA DE COMBUSTIBLE		
10.16 PLACA/BRIDA DE ORIFICIO		

NO CAMBIAR NI REVISAR SIN LA APROE N DEL RESPONSABLE DE LA DOCUMENTACIÓN.

TEMA	ENERGÍA POR FLUÍDOS	FLUJO DE PROCESO
10.17 TUBO DE PITOT		
10.18 INDICADOR DE FLUJO VISIBLE		
10.19 PRESOSTATO		
10.20 INTERRUPTOR LIMITADOR		(INGRESAR CÓDIGO DEL DISPOSITIVO CORRESPON.) 
10.21 TRANSDUCTOR		
10.22 TERMOPAR (INGRESAR EN EL RECUADRO EL CÓDIGO DEL DISPOSITIVO CORRESPON.)		
10.23 TERMOPOZO		
10.24 TUBO DE VENTURI		
10.25 TOBERA DE AGUA		

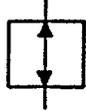
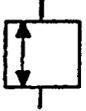
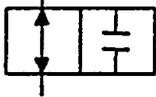
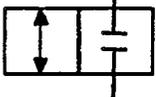
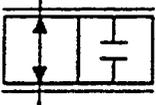
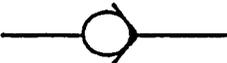
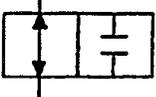
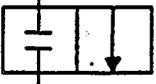
C

REV.

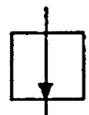
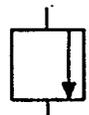
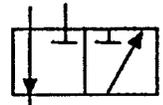
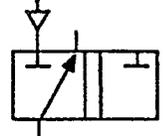
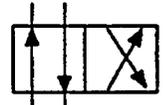
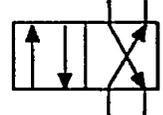
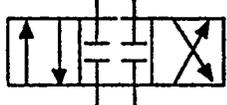
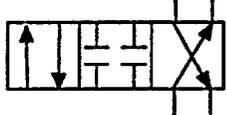
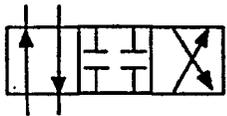
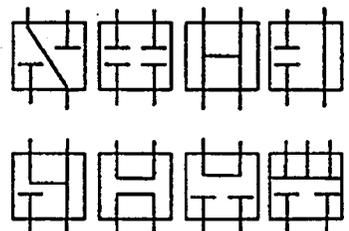
277A2415

CONT. EN HOJA 18 HOJA Nº 17

NO CAMBIAR NI REVISAR SIN LA APROBACIÓN DEL RESPONSABLE DE LA DOCUMENTACIÓN.

TEMA	ENERGÍA POR FLUIDOS	FLUJO DE PROCESO
<p>11 VÁLVULA</p> <p>11.1 EL SÍMBOLO BÁSICO DE UNA VÁLVULA DE CONTROL SE COMPONE DE UNO O MÁS RECUADROS CON LÍNEAS DENTRO DE CADA RECUADRO QUE REPRESENTAN RECORRIDOS Y CONDICIONES DEL FLUJO ENTRE LAS ABERTURAS. SE USAN SISTEMAS DE 3 SÍMBOLOS PARA REPRESENTAR TIPOS DE VÁLVULAS: RECUADRO ÚNICO, POSICIÓN FINITA E INFINITA; VARIOS RECUADROS, POSICIÓN INFINITA</p> <p>11.2 EN VÁLVULAS DE RECUADRO ÚNICO Y POSICIÓN INFINITA, SE IMAGINA QUE EL RECUADRO SE MUEVE PARA ILUSTRAR CÓMO SE CONTROLAN LAS COND. DE PRESIÓN O DEL FLUJO CUANDO SE COMANDA LA VÁLVULA.</p> <p>11.3 LOS RECUADROS MÚLTIPLES SIMBOLIZAN VÁLVULAS QUE OFRECEN MÁS DE UNA ALTERNATIVA P/EL RECORRIDO FINITO DEL FLUJO PARA EL FLUIDO. EL RECUADRO MÚLTIPLE SE MUEVE PARA REPRESENTAR CÓMO CAMBIAN LOS RECORRIDOS DEL FLUJO CUANDO EL ELEMENTO A MANIOBRAR SE PASA A SUS POSICIONES FINITAS. LAS VÁLVULAS DE RECUADRO MÚLTIPLE CAPACES DE POSICIONAMIENTO INFINITO ENTRE CIERTOS LÍMITES SE SIMBOLIZAN ARRIBA CON EL AGREGADO DE BARRAS HORIZONT. PARALELAS AL RECUADRO. LAS BARRAS HORIZONT. SON LAS CLAVES PARA EL POSICIONAMIENTO INFINITO QUE TIENE LA VÁLVULA REPRESENTADA.</p> <p>11.4 VÁLVULA DE 2 VÍAS ACTIVADA/ DESACTIVADA DE 2 ABERTURAS</p> <p>11.5 VÁLV. DE RETENCIÓN DE 2 VÍAS ACTIVADA/DESACTIVADA, 2 ABERTURAS</p> <p>11.6 VÁLV. DE 2 VÍAS Y 2 POSICIONES (CONDICIÓN NORM. ABIERTA) (CONDICIÓN NORM. CERRADA)</p>	<p style="text-align: center;">ENERGÍA POR FLUIDOS</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;"> <p>(Recorridos de Flujo Abiertos Internamente)</p>  </div> <div style="text-align: center;"> <p>(Aberturas Bloqueadas Internamente)</p>  </div> </div> <p style="text-align: center;">(Sistema de Símbolos 11.1)</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;"> <p>(Recorridos de Flujo Abiertos Internamente)</p>  </div> <div style="text-align: center;"> <p>(Aberturas Bloqueadas Internamente)</p>  </div> </div> <p style="text-align: center;">(Sistema de Símbolos 11.2)</p> <div style="text-align: center;"> <p>(Recorridos de Flujo Abiertos Internamente)</p>  </div> <p style="text-align: center;">(Sistema de Símbolos 11.3)</p> <div style="text-align: center;">  <p>(Símbolo simplificado)</p> </div> <div style="text-align: center;">  </div> <div style="display: flex; justify-content: space-around; margin-top: 10px;"> <div style="text-align: center;">  </div> <div style="text-align: center;">  </div> </div>	<p style="text-align: center;">FLUJO DE PROCESO</p> <div style="text-align: center; margin-top: 100px;">  </div>
		<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;"> <p>A 277A2415</p> <p>REV. CONT. EN HOJA 19 HOJA N° 18</p> </div>

NO CAMBIAR NI REVISAR SIN LA APROBACIÓN DEL RESPONSABLE DE LA DOCUMENTACIÓN.

TEMA	ENERGÍA POR FLÚIDOS	FLUJO DE PROCESO
<p>11.7 DOS VÍAS DE POSICIÓN INFINITA (CONDICIÓN NORM. ABIERTA)</p> <p>(CONDICIÓN NORMALMENTE CERRADA)</p>	 	
<p>11.8 TRES VÍAS Y DOS POSICIONES (CONDICIÓN NORM. ABIERTA)</p> <p>(CONDICIÓN NORMALMENTE CERRADA)</p>	 	
<p>11.9 CUATRO VÍAS Y DOS POSICIONES (NORMAL)</p> <p>(ACTUADA)</p>	 	
<p>11.10 CUATRO VÍAS Y TRES POSICIONES (NORMAL)</p> <p>(ACTUADA POR LA IZQUIERDA)</p> <p>(ACTUADA POR LA DERECHA)</p>	  	
<p>SENTIDO DE FLUJO TÍPICO PARA CONDICIONES CENTRALES</p>		
<p>CONDICIÓN EN TRÁNSITO</p>		<p>277A2415</p> <p>REV. CONT. EN HOJA 20 HOJA N° 19</p>

NO CAMBIAR NI REVISAR SIN LA APROBACIÓN DEL RESPONSABLE DE LA DOCUMENTACIÓN.

TEMA	ENERGÍA POR FLUÍDOS	FLUJO DE PROCESO
11.11 ALIVIO DE PRESIÓN (NORMAL)		
11.12 VÁLVULA DE SECUENCIA		
11.13 VÁLVULA REDUCTORA DE PRESIÓN		
11.14 VÁLVULA REGULADORA DE CONTRAPRESIÓN		
11.15 EN ÁNGULO (REPRESENTADA COMO GLOBO)		
11.16 VÁLVULA DE BOLA		
11.17 VÁLVULA MARIPOSA		
11.18 VÁLVULA DE RETENCIÓN CON ORIFICIO		
11.19 GRIFO / TAPÓN		
11.20 COMANDADA A PEDAL		
11.21 VÁLVULA COMPUERTA		
11.22 VÁLVULA GLOBO		
11.23 VÁLVULA AGUJA		

NO CAMBIAR NI REVISAR SIN LA APROBACIÓN DEL RESPONSABLE DE LA DOCUMENTACIÓN.



GE Power Systems
Generador

Tablas de Conversión Internacional

Categoría	Para convertir de	A	Multiplicar por +
ACELERACIÓN	Pies/seg ²	metro/seg ²	3,048 E-01
	Pulgada/seg ²	metro/seg ²	2,540 E-02
AREA	Pie ²	metro ²	9,290 E-02
	Pulgada ²	metro ²	6,452 E-04
TORSIÓN	dina-cm.....	newton metro.....	1,000 E-07
	kilogramo-fuerza-metro.....	newton metro.....	9,807 E+00
	libra-fuerza-pulgada.....	newton metro.....	1,130 E-01
	libra fuerza . pie.....	newton metro.....	1,356 E+00
	onza fuerza . pie.....	newton metro.....	7,062 E-03
TORSIÓN/LONGITUD	libra-fuerza . pie/pulgada.....	newton m/m.....	5,338 E+01
	libra-fuerza . pulgada/pulgada.....	newton m/m.....	4,448 E+00
ELECTICIDAD y MAGNETISMO	amperio hr.....	coulombio.....	3,600 E+03
	faradio (Quím).....	coulombio.....	9,650 E+04
	gausio.....	tesla.....	1,000 E-04
	gilberto.....	amperio-Vuelta.....	7,958 E-01
	maxwell.....	weber.....	1,000 E-08
	oersted.....	amperio/metro.....	7,958 E+01
	unidad Pole.....	weber.....	1,257 E-07
ENERGÍA (Incluye Trabajo)	Btu*.....	julio.....	1,054 E+03
	pie-libra-fuerza.....	julio.....	1,356 E+00
	kilovatio hr.....	julio.....	3,600 E+06
	vatio.seg.....	julio.....	1,000E+00
	pie.poundal.....	julio.....	4,214 E-02
FUERZA	kg-fuerza.....	newton.....	9,807 E+00
	onza-fuerza.....	newton.....	2,780 E-01
	libra-fuerza.....	newton.....	4,448 E+00
	poundal.....	newton.....	1,383 E-01
FUERZA/LONGITUD	libra-fuerza/pulgada.....	newton/metro.....	1,751 E+02
	libra-fuerza/pie.....	newton/metro.....	1,459 E+01
CALOR	Btu*pulgada/seg pie ² grado F.....	vatio/metro K.....	5,189 E+02
	Btu*pulgada/hr pie ² grado F.....	vatio/metro K.....	1,441 E-01
	Btu*/pie ²	julio/metro ²	1,135 E+04
	Btu*/hr pie ² grado F.....	julio/kg K.....	5,674 E+00
	Btu*/lbm grado F.....	julio/kg K.....	4,184 E+03
	Btu*/seg pie ² grado F.....	vatio/metro ²	2,043 E+04
	cal/cm ²	julio/metro ²	4,184 E+04
	cal/cm ² seg.....	vatio/metro ²	4,184 E+04
	cal/cm seg. grado C.....	vatio/metro K.....	4,184 E+02
	cal*/g.....	julio/kg.....	4,184 E+03
	cal*/g grado C.....	julio/kg K.....	4,184 E+03
LONGITUD	pie.....	metro.....	3,048 E-01
	pulgada.....	metro.....	2,540 E-02
	pie.....	milímetro (mm).....	3,048 E+02
	pulgada.....	milímetro (mm).....	25,40 E+00

+E indica la potencia 10 por la cuál el número debe ser multiplicado por ejemplo.,4.047E+03 =4.047 x 10³
*Termodinámica

Estas instrucciones no pretenden cubrir todos los detalles o variaciones del equipo, ni de proporcionar una solución a todos los posibles problemas que se pudieran encontrar durante la instalación, operación y mantenimiento. En caso de que fuera necesaria más información o se presentasen determinados problemas, que no se encuentren lo suficientemente cubiertos para los requerimientos del comprador, el asunto deberá consultarse directamente con GE Company

Categoría	Para convertir de	A	Multiplicar por +
MASA	onza masa (av)	kilogramo	2,835 E-02
	libra-masa (av)	kilogramo	4,536 E-01
	ton (2000lbm)	kilogramo	9,072 E+02
MASA/VOLUMEN (Incluye Densidad)	lbm/pie ³	kilogramo/metro ³	1,602 E+01
	lbm/pulgada ³	kilogramo/metro ³	2,768 E+04
	onza-masa (av)/pulgada ³	kilogramo/metro ³	1,730 E+03
	lb-masa (av)/gal	kilogramo/metro ³	1,198 E+02
	g/cm ³	kilogramo/metro ³	1,000 E+03
POTENCIA	Btu*/seg	vatio	1,054 E+03
	Btu*/min	vatio	1,757 E+01
	Btu*/hr	vatio	2,929 E-01
	Cal*/seg	vatio	4,184 E+00
	Cal*/min	vatio	6,973 E-02
	pi4e.lb fuerza/hr	vatio	3,766 E-04
	pie-lb fuerza/min	vatio	2,260 E-02
	pie.lb fuerza/seg	vatio	1,356 E+00
caballo de fuerza (elec)	vatio	7,460 E+02	
PRESIÓN (Fuerza/Area)	atm (760 Torr)	pascal	1,013 E+05
	bar	pascal	1,000 E+05
	dina/cm ²	pascal	1,000 E-01
	gram (fuerza)/cm ²	pascal	9,807 E+01
	pulgada de HG (60F)	pascal	3,377 E+03
	pulgada de agua (60F)	pascal	2,488 E+02
	lb-fuerza/pie ²	pascal	4,788 E+01
	lbfuerza/pie ²	kg/m ²	4,882 E+00
	librafuerza/pulgada ² (psi)	pascal	6,895 E+03
	librafuerza/pulgada ²	kg/cm ²	7,037 E-02
torr (mm Hg, 0 C)	pascal	1,333 E+02	
TEMPERATURA	grado Celsius (°C)	grado Kelvin (K)	TK = tC + 273,15
	grado Fahrenheit (°F)	grado Celsius	tC = (tF - 32)/1,8
	grado Celsius	grado Fahrenheit	tF = (tC : 1,8)+32
VELOCIDAD	pie/hora	metro/seg	8,467 E-05
	pie/min	metro/seg	5,080 E-03
	pie/seg	metro/seg	3,048 E-01
	pulgada/seg	metro/seg	2,540 E-02
VISCOSIDAD	pie ² /seg	metro ² /seg	9,290 E-02
	lbm/pie seg	pascal-seg	1,488 E+00
	lbf seg/pie ²	pascal-seg	4,788 E+01
VOLUMEN (Incluye Capacidad)	pie ³	metro ³	2,832 E-02
	galón (EU)	metro ³	3,785 E-03
	pulgada ³	metro ^{3v}	1,639 E-05
	litro	metro ³	1,000 E-03
	onza (fluido EU)	metro ³	2,957 E-05
VOLUMEN/TIEMPO (Incluye Flujo)	pie ³ /min	metro ³ /seg	4,719 E-04
	pie ³ /seg	metro ³ /seg	2,832 E-02
	pulgada ³ /min	metro ³ /seg	2,731 E-07
	gal/min	metro ³ /seg	6,309 E-05

+E indica la potencia 10 por la cual el numero debe ser multiplicado por ejemplo .4,047E+03 =4,047 x 10³

*Termodinámica



GE Power Systems

General Electric Company
 One River Road, Schenectady, NY 12345
 518 • 385 • 2211 TX: 145354