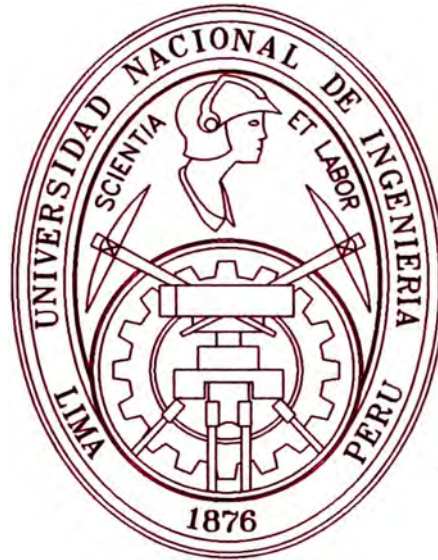


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



**“ESTUDIO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO
DE GAS NATURAL DE UNA CENTRAL TERMICA DE
CICLO COMBINADO DE 480 MW”**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECANICO

RUDY ALEXANDER LIVIA ODRIA

PROMOCIÓN 2003-I

LIMA – PERU

2006

INDICE

PROLOGO

CAPITULO I

1. INTRODUCCION

- 1.1 Antecedentes
- 1.2 Descripción de la Empresa
- 1.3 Objetivo y Alcances
- 1.4 Justificación
- 1.5 Bases y Premisas

CAPITULO II

2. MARCO DE REFERENCIA

- 2.1 Calidad de Los Servicios Eléctricos
 - 2.1.1 Alcances de la Norma Técnica de Calidad
 - 2.1.2 Aplicación de la Norma
 - 2.1.3 Obligaciones del Suministrador, del Cliente y de Terceros
 - 2.1.4 Competencia del Regulador (OSINERG)
 - 2.1.5 Calidad del Producto
 - 2.1.6 Calidad del Suministro
- 2.2 El Sistema Interconectado Nacional
- 2.3 Operación en Tiempo Real del Sistema Interconectado

2.4 Suministro De Gas Natural de Etevensa

CAPITULO III

3. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE GAS

3.1 Parámetros de Diseño

3.1.1 Volumen de Almacenamiento

3.1.2 Compresión del Gas Natural para Almacenamiento

3.1.3 Descarga del Gas Natural para Almacenamiento

3.2 Descripción del Sistema

3.2.1 Componentes del Sistema

3.2.2 Equipamiento del Sistema

3.2.3 Válvulas del Sistema

3.3 Funcionamiento del Sistema

3.4 Equipamiento Mecánico

3.5 Sistema Eléctrico

3.6 Montaje de Tuberías

3.7 Pruebas de Tuberías en Terreno

3.8 Protección de Tuberías

3.9 Obras Civiles

3.10 Procedimientos de Instalación y Pruebas

3.10.1 Bajada de Tuberías

3.10.2 Trabajos de Soldadura

3.10.3 Instalación de Mantas

3.10.4 Preparación Superficial y Pintado

3.10.5 Manipuleo, Transporte y Desfile de Tuberías

3.10.6 Prueba Hidráulica

3.10.7 Limpieza Interna de Tubería

3.10.8 Protección Catódica

3.10.9 Pruebas del Sistema

CAPITULO IV

4. ANALISIS DE COSTOS

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

BIBLIOGRAFIA

ANEXOS

PRÓLOGO

El gas natural constituye en la era actual, la fuente de energía que ofrece las mayores ventajas por ser un combustible limpio y de bajo costo, de modo que, las empresas que lo usen puedan ser más competitivas.

Si bien es cierto con el uso de gas natural no son necesarios depósitos de almacenamiento en la mayoría de las aplicaciones en el sector industrial, debido a que el suministro es continuo, nos encontramos con la desagradable sorpresa que ante un corte fortuito del flujo de gas en la alimentación de una turbina en una planta térmica de generación, esta no sería capaz de reaccionar positivamente ante esta situación a menos que tengamos un sistema que permita ir disminuyendo paulatinamente el caudal, para evitar daños en la turbina y no causar una inestabilidad en el sistema interconectado debido a la caída de potencia y/o salida del generador del sistema interconectado.

El presente informe muestra la necesidad y puesta en marcha de un sistema de almacenamiento de gas (también llamado sistema de emergencia o pulmón) para evitar la caída brusca de la potencia y garantizar la detención segura de uno de los turbo grupos marca Siemens del tipo V84.3 a de 150 MW de potencia, en la central térmica de Ventanilla.

Para la mejor presentación del siguiente Informe de Suficiencia, se ha creído conveniente dividirlo en cuatro capítulos que los detallo a continuación:

Capítulo I, trata sobre los antecedentes, objetivos, alcances, limitaciones y consideraciones técnicas del presente informe.

Capítulo II, establece la necesidad del sistema de emergencia desde el punto de vista normativo y legal, para lo cual se hace referencia a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, la Norma para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de Los Sistemas Interconectados, entre otras.

Capítulo III, trata sobre el sistema de almacenamiento de gas, los parámetros de diseño, la descripción del mismo, la concepción del funcionamiento, los equipamientos, el montaje de tuberías, obras civiles, pruebas y normas aplicables.

Capítulo IV, tratara sobre los costos de obras civiles, costos de los materiales, equipos, y de la puesta en servicio.

Agradezco al **Ing. Walter Galarza** y a todos los compañeros y amigos por el apoyo prestado para la elaboración de este informe.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

En 1992 el sector eléctrico sufre una reestructuración con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844, la cual entre otras reformas importantes (separación de las actividades de generación, transmisión y distribución, creación de un mercado libre y un mercado regulado, régimen de concesiones, etc.) dispone la creación de un organismo técnico sin fines de lucro denominado COES (Comité de Operación Económica del Sistema) en donde existan sistemas interconectados, fijando como misión, coordinar la operación de las centrales de generación eléctrica y de los sistemas de transmisión al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

El primer COES, se funda el 17 de agosto de 1993 para el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN), teniendo el nombre de COES-SICN. Paralelamente, en el Sistema Interconectado Sur (SIS) se constituyó el COES-SUR el 9 de octubre de 1995. En el año 1999, se promulgo la ley 27133, Ley de Promoción del Gas Natural y se aprobó su Reglamento con

D.S. 040-99-EM a fin de establecer el marco regulatorio que permita el desarrollo de la industria del gas natural en nuestro país. Adicionalmente se promulgaron los Reglamentos de Transporte de Hidrocarburos por Ductos y el Reglamento de Distribución de Gas Natural por red de Ductos, aprobados en septiembre de 1999 con D.S. 041-99-EM y el 042-99-EM respectivamente.

En octubre de 2000, al producirse la interconexión del SICN con el SIS debido a la entrada en operación de la Línea de Transmisión Mantaro Socabaya, el COES-SICN incorporó a las empresas integrantes del COES-SUR, así como a las empresas de transmisión Consorcio Transmantaro S.A. y Red Eléctrica del Sur S.A. En cumplimiento del Artículo 2° del Decreto Supremo N° 011-2001-EM, que modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, el COES-SICN modifica su Estatuto y cambia su denominación a Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional COES-SINAC, quedando constituido como el COES del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Posteriormente, el 5 de septiembre de 2002, se incorporó al COES-SINAC la empresa Red de Energía del Perú S. A. - REP, quien asume las concesiones que correspondían a Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S. A. - ETECEN y Empresa de Transmisión Eléctrica del Sur S. A. ETESUR, como consecuencia de la suscripción con el Estado Peruano del respectivo Contrato de Concesión de Sistemas de Transmisión Eléctrica y dejan de ser integrantes

las empresas ETECEN y ETESUR. Asimismo, el 22 de septiembre de 2002, se incorpora la empresa Interconexión Eléctrica ISA Perú S. A.

Contrato de Suministro de Gas Natural



Figura 1.1: Gasoducto de Distribución de Calidda

En septiembre del 2003, ETEVENSA firmó el Contrato Take Or Pay (Toma o Paga) con Pluspetrol Perú, Hunt Oil Company de Perú, SK corporation e Hidrocarburos Andinos SAC (Productores); el contrato precisa que si por causas imputables al Generador, éste no tomase en cualquier Mes de contrato, como mínimo, el ochenta por ciento (80%) de la CDC (Cantidad diaria contractual) por los Días de Suministro Efectivo en el Mes de Contrato, en

adelante la CTOP (cantidad Take or Pay), deberá pagar al productor el costo total.

Además de este, se firmaron otros contratos tales como:

- 1) **Contrato de Suministro de Energía Eléctrica**, incluye lo siguiente:
Etevensa se obliga a entregar mensualmente a Electroperú en el punto de entrega y medición, la energía despachada, asociada a una potencia comprometida (250 MW en la primera etapa) y al precio de la tarifa en barra. En la segunda etapa, la potencia comprometida será 312,5 MW (125 MW en ciclo simple y 187,5 MW en ciclo combinado); y el suministro de energía será retribuido mensualmente a razón de US\$ 23,90/MW.h. Esta transacción se efectuará durante los primeros siete años del contrato.

- 2) **Compromiso de Inversión**, firmado entre Etevensa y Proinversión, por medio de este contrato la primera se compromete a ampliar la capacidad instalada de su planta termoeléctrica de Ventanilla, Adecuándola para el uso de gas natural.

- 3) **Contrato de Seguridades y Garantías**, firmado entre Etevensa y Proinversión, mediante el cual el Estado Peruano garantiza el cumplimiento de las declaraciones y obligaciones de acuerdo a los contratos celebrados para perfeccionar la operación. El mencionado contrato es por 70 millones de pies cúbicos por día (mpc/d) de gas, de los cuales el compromiso en firme llega al 80% (56 mpc/d). Etevensa tiene la opción de reducir dicha cantidad un 10%

(a 50,4 mpc/d). Según las reglas del contrato, hasta agosto del 2004, se deberá comenzar las operaciones de ciclo abierto con un mínimo de 250 MW, y hasta junio del 2006 para iniciar las operaciones de ciclo combinado con un mínimo de 300 MW.

1.2 DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

La Central Ventanilla es actualmente una central térmica compuesta por dos (2) turbogrupos a gas marca Siemens V84.3A, denominadas turbina N° 3 y N° 4. Ellas son de aproximadamente 160 MW cada una. Están conformadas por un grupo turboalternador transformador de 168 MW (Condiciones ISO). A partir de Septiembre del 2004 opera con Gas Natural, usando al Diesel N° 2 como combustible alternativo.

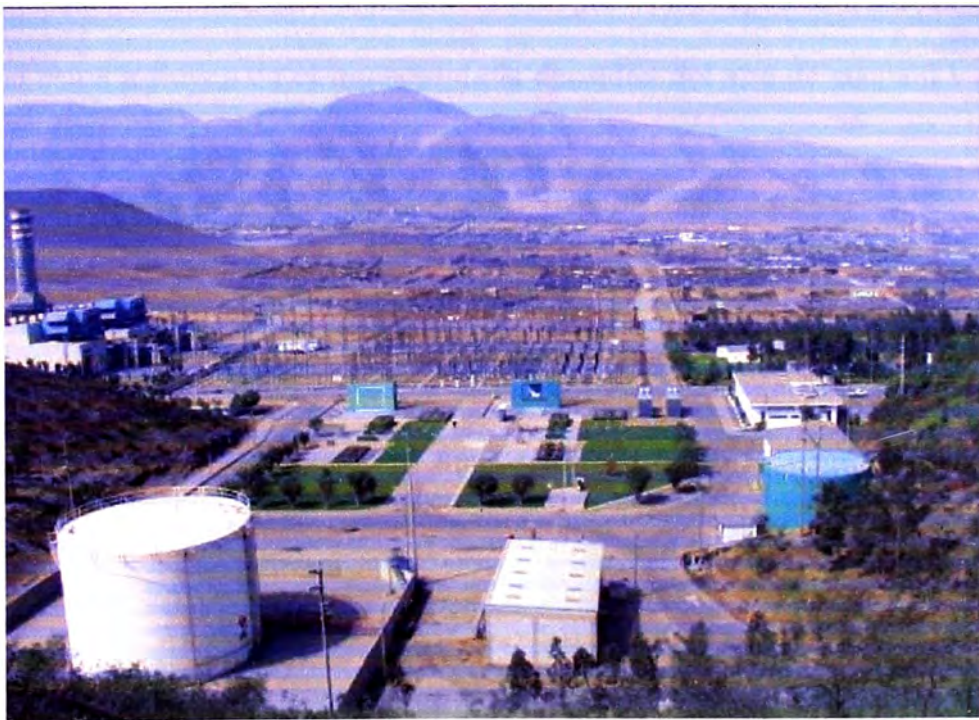


Figura 1.2: Central Termoelectrica de Ventanilla

La Turbina SIEMENS modelo V84.3A, trabajando a carga Base y condiciones ambientales según tabla N°1:

Altitud:	Nivel del mar
Humedad relativa del aire:	60 %
Presión Atmosférica:	1,013 bar
Temperatura Ambiental:	15 °C

Tabla 1.1: Condiciones ambientales de trabajo

Obtiene los siguientes valores de operación, según tabla N°2:

Potencia Máxima Admisible:	200 MW
Frecuencia:	60 Hz
Intervalo de Velocidad Admisible:	95 – 103 %

Tabla 1.2: Valores de operación

Tiene que tomarse en cuenta que para la mayor obtención de los parámetros de Potencia y Eficiencia las variables ya mencionada de Presión y Temperatura ambiental deben ser los más próximos según la tabla anterior, ya que estos influyen en el impacto de la densidad del aire de succión y de este modo sobre el Flujo másico del compresor.

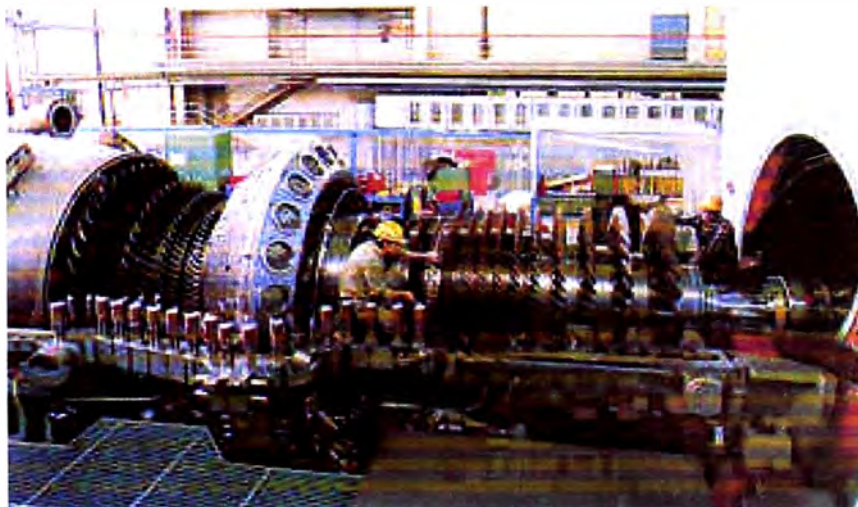


Figura 1.3: Turbina a Gas Siemens V84.3A

1.1.1 Disposición de Planta

La planta cuenta con dos turbinas a gas, estas turbinas son del tipo estacionario, ya que su régimen de trabajo es solo de generación, entonces las unidades son sostenidas por una sólida cimentación.

Los dos soportes frontales de la turbina están diseñados como puntos fijos, los cuales pueden ajustarse en todas direcciones. En la parte posterior, el montaje es sostenido sobre soportes flexibles con una guía central adicional, permitiendo la libre expansión axial y lateral de la carcasa. El compresor y la turbina, contienen una carcasa y un solo eje, donde contienen un rotor común. Este está sostenido por dos cojinetes, los cuales se ubican fuera de la región presurizada. Estos proporcionan las bases para asegurar las cualidades de alineación apropiada constante y excelente funcionamiento.

1.3 OBJETIVO Y ALCANCES

El presente informe analiza el sistema de almacenamiento de Gas Natural para la detención segura de un Turbogruppo de 150 MW de la central térmica ETEVENSA, en el Marco de la Ley de Conseciones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844).

Primero se mostrara la necesidad de contar con dicho sistema - también llamado pulmón - revisando la norma de calidad, los procedimientos del

COES y los contratos de suministro firmados por ETEVENSA. Por otro lado, también se hará una descripción de los fundamentos, de los procedimientos del montaje, obras civiles y pruebas del sistema, para culminar con un análisis de costos. Este proyecto, cuya ingeniería fue de total responsabilidad de ETEVENSA, se conecta al sistema de abastecimiento en dos puntos, uno antes de los skids de regulación y otro al la salida de cada uno de estos skids para poder abastecer a cualquiera de las dos unidades en caso de corte de suministro de Gas.



Figura 1.4 : Turbogrupos 3 y 4 de la Central Termoeléctrica de Ventanilla

1.4 JUSTIFICACIÓN

La necesidad de estar preparados para poder satisfacer la demanda de energía eléctrica de una manera eficiente y de buena calidad, así como los

compromisos asumidos en los contratos de suministro de energía eléctrica, hace que ETEVENSA implemente un sistema de almacenamiento de Gas.

La necesidad de este sistema, desde el punto de vista normativo, esta relacionada con la seguridad y calidad del suministro, evitando sanciones impuestas por el OSINERG, pero lo principal (desde el punto de vista económico) es garantizar la detención segura de uno de los turbogrupos (turbina, compresor y generador), evitando la inestabilidad del sistema, perdida de horas de operación y vida útil por paradas bruscas y /o no programadas.

El sistema de emergencia consiste en un pulmón en forma de un anillo situado estratégicamente alrededor de la sala de generación y esta especialmente diseñado para la planta térmica Etevensa (ver plano: Isométrico de tubería de 24").

1.5 BASES Y PREMISAS

Las condiciones y criterios tomados en consideración para el diseño de ingeniería de detalle del sistema de almacenamiento de gas, comprende:

Presión de gas en la línea matriz de 31 bar (g), a la temperatura ambiente (20°C).

Poder calorífico inferior del gas natural en el rango de 8800 y 10300 Kcal./Nm³ (36,84 a 43,12 MJ/m³).

Composición referencial del gas natural, en fracción molar:

CH4	0,8822
C2H2	0,0000
C2H6	0,1081
C3H6	0,0002
C4 H8	0,0000
nC4h10	0,0000
iso C4H10	0,0000
nC5H12	0,0000
iso C6H12	0,0000
C6	0,0000
C7 (+)	0,0000
H2	0,0000
CO	0,0000
CO2	0,0036
H2O	0,0000
N2	0,0059
O2	0,0000
Ar	0,0000
Otros	0,0000

➤ Propiedades generales del gas natural:

Peso molecular	17,7 mol
Densidad a 15°C@1 atm	0,75 kg/m³
Factor de Compresibilidad	0,9971 (a 15,6 °C y 101,325 kPa) 0.7644 (a 15,6°C y 10000 kPa) 0.7262 (a 15,6°C y 15000 kPa)
Viscosidad	0,0109 (a 15,6°C y 101,325 kPa)
Calor específico	0,9971 kJ/kg °C (a 15,6 °C y 101,325 kPa)
Índice de Wobbe	46 a 56
Punto de rocío para Hidrocarburos	de 1.0 a 35 Mpa, Temp. Máx. -10°C
Temperatura del gas natural	Máxima : 50°C Operacional : 10 a 20°C
Inertes totales	4% en volumen
Agua libre	0% en volumen
Vapor de agua	65 mg/Nm ³
Punto de rocío hidrocarburos	-4°C a 5500 kPa

Tabla N° 1.3: Propiedades generales del gas natural

CAPÍTULO II

MARCO DE REFERENCIA

2.1 CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS

La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos permite establecer los niveles mínimos de calidad, las obligaciones de las empresas de electricidad y de los clientes que operan bajo el régimen de la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844.

2.1.1 Alcances de la Norma.

Esta Norma establece los aspectos, parámetros e indicadores sobre los que se evalúa la Calidad del Servicio Eléctrico. Se especifica la cantidad mínima de puntos y condiciones de medición. Se fijan las tolerancias y las respectivas compensaciones y/o multas por incumplimiento. Asimismo, se establecen las obligaciones de las entidades involucradas directa o indirectamente en la prestación y uso de este servicio en lo que se refiere al control de la calidad.

Se entiende por Suministrador a la entidad que provee un servicio o un suministro de energía a otra entidad o a un usuario final del

mercado libre o regulado; y se entiende por Cliente a todo usuario o entidad que recibe un servicio o un suministro de energía para consumo propio o para la venta a terceros. Se entiende por Terceros a todos aquellos que, sin participar directamente de un acto particular de compraventa de un servicio eléctrico, están conectados al sistema, participan en las transferencias de energía o influyen en la calidad de ésta.

Los indicadores de calidad evaluados de acuerdo a la Norma, miden exclusivamente la calidad de producto, suministro, servicio comercial que se entrega. En el presente informe se revisa los siguientes aspectos del control de la calidad de los servicios eléctricos:

a) **Calidad de Producto:**

Tensión, frecuencia y Perturbaciones (Flicker y Tensiones Armónicas).

b) **Calidad de Suministro:**

Interrupciones.

En el informe los términos “Ley”, “Reglamento”, “Norma” y “Autoridad” se entienden que se refieren a la Ley de Concesiones Eléctricas, a su Reglamento, a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y al Organismo Supervisor de Inversión en Energía -OSINERG-, respectivamente.

2.1.2 Aplicación de la Norma Técnica de Calidad

La norma se aplica a los agentes que tienen que ver directa o indirectamente con el negocio eléctrico. Entre otras cosas, tiene que ver con el incumplimiento de los plazos y Programas de Adecuación planteados oportunamente. Las transgresiones a las tolerancias de los indicadores de calidad, como se sabe, dan lugar a compensaciones y/o multas de acuerdo a procedimientos establecidos en la Norma.

2.1.3 Obligaciones del Suministrador, del Cliente y de Terceros.

El Suministrador es responsable de prestar, a su Cliente, un servicio con un nivel de calidad satisfactorio de acuerdo a las exigencias establecidas en la Norma, como las siguientes:

- a) Las entidades que suministran o comercializan electricidad, deben realizar las inversiones y cubrir los costos de adquisición e instalación de equipos, mediciones y registros. Las entidades que provean el servicio de transmisión o sean propietarios de redes de acceso libre, utilizarán las mediciones y registros que les deben ser entregados por quienes suministran o comercializan electricidad a través de sus redes.
- b) También deben cubrir los costos que demande el cálculo de indicadores de calidad, cálculo de compensaciones y los mecanismos de transferencia de información a la Autoridad;
- c) Igualmente tiene que proporcionar a la Autoridad, con veracidad, toda la información, procesada o no, que ella solicite para el control de la calidad, así como brindar las facilidades y los medios necesarios que

le permitan la verificación de la misma, y cualquier actividad necesaria para determinar el nivel de calidad del servicio eléctrico que suministre;

- d) Debe pagar a su Cliente, dentro de los plazos establecidos, las compensaciones respectivas por incumplimiento con la calidad del servicio eléctrico, independientemente de que la mala calidad se deba a deficiencias propias o ajenas, salvo casos de fuerza mayor.

Todo Suministrador es responsable ante otros Suministradores por las interrupciones y perturbaciones que él o un Cliente suyo inyecte en la red afectando los intereses de los otros Suministradores, los mismos que serán compensados según la Norma.

En caso de transferencias de energía, en condiciones de mala calidad, desde el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) o entre integrantes del COES, este Comité está obligado a investigar e identificar a los miembros responsables por el incumplimiento con la calidad de producto y suministro y de garantizar las retribuciones respectivas a los Suministradores afectados para resarcirlos de las compensaciones pagadas a sus Clientes por faltas ajenas. Tratándose de casos en los que es difícil o imposible identificar a los responsables, todos los miembros del COES asumen la responsabilidad solidariamente, a excepción de

aquellos cuya intervención en la deficiencia sea manifiestamente imposible.

2.1.4 Competencia del Regulador (OSINERG)

Al regulador le compete fiscalizar el fiel cumplimiento de lo establecido en la Norma, proponer ante los organismos normativos competentes, normas complementarias o modificatorias y sus Bases Metodológicas.

Igualmente debe resolver, en segunda y última instancia administrativa, los pedidos o reclamos presentados por las Empresas de Electricidad o los Clientes, relacionados con el cumplimiento de la Norma. También debe verificar el pago de las compensaciones a los Clientes y Suministradores en concordancia con lo establecido así como imponer multas por incumplimiento de lo establecido en la Norma.

2.1.5 Calidad del Producto

La Calidad del Producto suministrado al Cliente se evalúa por las transgresiones de las tolerancias en los niveles de tensión, frecuencia y perturbaciones en los puntos de entrega.

En cuanto al Período de Medición, los valores instantáneos de los parámetros de la Calidad de Producto son medidos y promediados por

intervalos de quince (15) minutos para la tensión y frecuencia, y diez (10) minutos para las perturbaciones. Estos períodos se denominan “*Intervalos de Medición*”. En el caso de las variaciones instantáneas de frecuencia los “Intervalos de Medición” son de un (1) minuto. Si en un Intervalo de Medición se comprueba que el indicador de un determinado parámetro está fuera de los rangos tolerables, entonces la energía o potencia entregada durante ese intervalo se considera de mala calidad.

En consecuencia, para el cálculo de compensaciones se registran los valores medidos de los parámetros de control y se mide o evalúa la energía entregada en cada Intervalo de Medición separadamente. Las compensaciones se calculan en función a la potencia contratada o energía entregada al Cliente por su Suministrador en condiciones de mala calidad. Cuando se detecten deficiencias en la Calidad del Producto, las compensaciones se calculan en función a las compensaciones unitarias y potencias contratadas o cantidades de energía suministradas en condiciones de mala calidad.

a) TENSIÓN

Indicador de Calidad.- El indicador para evaluar la tensión de entrega, en un intervalo de medición (k) de quince (15) minutos de duración, es la diferencia (ΔV_k) entre la media de los valores eficaces (RMS) instantáneos medidos en el punto de entrega (V_k) y el valor de

la tensión nominal (VN) del mismo punto. Este indicador está expresado como un porcentaje de la tensión nominal del punto:

(Fórmula N° 1):

$$\Delta V_k (\%) = (V_k - V_N) / V_N * 100\%; \text{ (expresada en: \%)}$$

Tolerancias.- Las tolerancias admitidas sobre las tensiones nominales de los puntos de entrega de energía, en todas las Etapas y en todos los niveles de tensión, es de hasta el $\pm 5.0\%$ de las tensiones nominales de tales puntos.

Tratándose de redes secundarias en servicios calificados como Urbano-Rurales y/o Rurales, dichas tolerancias son de hasta el $\pm 7.5\%$.

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, si la tensión se encuentra fuera del rango de tolerancias establecidas en este literal, por un tiempo superior al tres por ciento (3%) del período de medición.

Compensaciones por mala calidad de tensión.- Los Suministradores deben compensar a sus Clientes por aquellos suministros en los que se haya comprobado que la calidad del producto no satisface los estándares establecidos en la Norma. Las compensaciones se calculan, para el Período de Medición, en función a la energía entregada en

condiciones de mala calidad en ese período, a través de las fórmulas que aparecen a continuación:

Compensaciones por Variaciones de Tensión (CVT)

(Fórmula N° 2)

$$CVT = \sum_P a \cdot A_p \cdot E(p)$$

Donde:

p.- Es un Intervalo de Medición en el que se violan las tolerancias en los niveles de tensión.

a.- Es la compensación unitaria por violación de tensiones:

$$a=0.05 \text{ US\$/kWh}$$

A_p- Es un factor de proporcionalidad que está definido en función de la magnitud del indicador ΔV_p (%), medido en el intervalo p, de acuerdo al siguiente cuadro:

Cuadro N° 1.1: Factores de proporcionalidad en función del indicador ΔV_p (%)

Indicador ΔV_p (%)	Todo servicio A_p	Red Sec. Rural* A_p
$5.0 < \Delta V_p(\%) \leq 7.5$	1	-
$7.5 < \Delta V_p(\%) \leq 10.0$	6	1
$10.0 < \Delta V_p(\%) \leq 12.5$	12	12
$12.5 < \Delta V_p(\%) \leq 15.0$	24	24
$15.0 < \Delta V_p(\%) \leq 17.5$	48	48
$\Delta V_p(\%) > 17.5$	96	96

Fuente: Norma Técnica de los Servicios Eléctricos. DS N° 020-97-EM

* Se refiere a las redes secundarias (Baja Tensión) en los Servicios Calificados como Urbano-Rurales y Rurales.

E(p).- Es la energía en Kwh. suministrada durante el intervalo de medición **p**.

Control.- El control se realiza a través de mediciones monofásicas o trifásicas, según corresponda al tipo de Cliente, por medio de equipos registradores cuyas especificaciones técnicas hayan sido aprobadas por la Autoridad.

b) FRECUENCIA

Indicadores de Calidad.- El indicador principal para evaluar la frecuencia de entrega, en un intervalo de medición (**k**) de quince (15) minutos de duración, es la Diferencia (Δf_k) entre la Media (**f_k**) de los Valores Instantáneos de la Frecuencia, medidos en un punto cualquiera de la red de corriente alterna no aislado del punto de entrega en cuestión, y el Valor de la Frecuencia Nominal (**f_N**) del sistema. Este indicador, denominado Variaciones Sostenidas de Frecuencia, está expresado como un porcentaje de la Frecuencia Nominal del sistema:

(Fórmula N° 3)

$$\Delta f_k (\%) = (f_k - f_N) / f_N * 100\%; \text{ (expresada en: \%)}$$

Adicionalmente, se controlan las Variaciones Súbitas de Frecuencia (**VSF**) por intervalos de un minuto; y la Integral de Variaciones

Diarias de Frecuencia (IVDF). Ambos indicadores se definen en función de la Frecuencia Instantánea $f(t)$ de la siguiente manera:

(Fórmula N° 4)

$$\text{VSF} = \sqrt{[(1/1 \text{ minuto}) \int [0 - 1 \text{ min}] f^2(t) dt] - fN}; \text{ expresado en Hz}$$

(Fórmula N° 5)

$$\text{IVDF} = \int [0-24 \text{ horas}] [f(t) - fN] dt; \text{ (expresada en: Ciclos)}$$

Tolerancias.- Las tolerancias admitidas para variaciones sobre la frecuencia nominal, en todo nivel de tensión, son:

- **Variaciones Sostenidas (Δf_k (%)) : ± 0.6 %.**
- **Variaciones Súbitas (VSF') : ± 1.0 Hz.**
- **Variaciones Diarias (IVDF') : ± 12.0 Ciclos.**

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, en cada caso:

- i) Si las Variaciones Sostenidas de Frecuencia se encuentran fuera del rango de tolerancias por un tiempo acumulado superior al tres por ciento (3%) del Período de Medición;
- ii) Si en un Período de Medición se produce más de una Variación Súbita excediendo las tolerancias.
- iii) Si en un Período de Medición se producen violaciones a los límites establecidos para la Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia.

Compensaciones por mala calidad de frecuencia.- Los Suministradores deben compensar a sus Clientes por aquellos suministros en los que se haya comprobado que la calidad del producto no satisface los estándares de tolerancia y calidad descritos

anteriormente. Las compensaciones por Variaciones Súbitas de Frecuencia y por Variaciones Diarias de Frecuencia se evalúan para el Período de Medición, a través de las fórmulas que aparecen a continuación, las mismas que están expresadas en función a la potencia contratada o energía entregada en condiciones de mala calidad.

Compensaciones por Variaciones Sostenidas (CVSo)

(Fórmula N° 6)

$$CVSo = \sum q \mathbf{b} \cdot Bq \cdot E(q)$$

Donde:

q.- Es un intervalo de medición de quince (15) minutos de duración en el que se violan las tolerancias en los niveles de frecuencia.

b.- Es la compensación unitaria por violación de frecuencias:

$$b=0.05 \text{ US\$/kWh}$$

Bq.- Es un factor de proporcionalidad definido en función de la magnitud del indicador Δf_q (%), medido en el intervalo q, de acuerdo al siguiente cuadro:

Cuadro 1.2: Factores de proporcionalidad en función del indicador Δf_q (%)

Δf_q (%)	B_q
$0.6 < \Delta f_q (\%) \leq 1.0$	1
$7.5 < \Delta f_q (\%) \leq 1.4$	10
$1.4 < \Delta f_q (\%)$	100

Fuente: Norma Técnica de los Servicios Eléctricos.
DS N° 020-97-EM

E(q).- Es la energía en suministrada durante el intervalo de medición q.

Compensaciones por Variaciones Súbitas (CVSu)

(Fórmula N° 7)

$$CVSu = b' \cdot B_m \cdot P_m$$

Donde:

b'.- Es la compensación unitaria por variaciones súbitas de frecuencia:

$$b'=0.05 \text{ US\$/Kw.}$$

B_m.- Es un factor de proporcionalidad que está definido en función del Número de Variaciones Súbitas de Frecuencia (NVSF) que transgreden las tolerancias durante el Período de Medición, de acuerdo al siguiente cuadro:

Cuadro N°1.3: Factores de Proporcionalidad en función del indicador N_{VSF}

N _{VSF}	B _m
1 < N _{VSF} ≤ 3	1
3 < N _{VSF} ≤ 7	10
7 < N _{VSF}	100

Fuente: Norma Técnica de los Servicios Eléctricos.
DS N° 020-97-EM

Una Variación Súbita de Frecuencia está definida como la violación de las tolerancias en un intervalo de medición de un minuto.

P_m.- Es la potencia máxima suministrada durante el período de medición respectivo (un mes), expresada en kW.

Compensaciones Por Variaciones Diarias (CVD)

(Fórmula N° 8)

$$CVD = \sum_{d \in \text{mes}} b'' \cdot B_d \cdot P_d ..$$

Donde:

d.- Es un día del mes en consideración en el que se violan las tolerancias.

b''.- Es la compensación unitaria por variaciones diarias de frecuencia:

b''=0.05 US\$/Kw.

Bd.- Es un factor de proporcionalidad que está definido en función de Magnitud de la Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia (MVDF) evaluada para el día d, de acuerdo a la siguiente tabla:

Cuadro N°1.4: Factores de proporcionalidad en función del indicador (MVDF)

MVDF (Ciclos)	Bd
$12 < MVDF \leq 60$	1
$60 < MVDF \leq 600$	10
$600 < MVDF$	100

Fuente: Norma Técnica de los Servicios Eléctricos.
DS N° 020-97-EM

Pd.- Es la potencia máxima suministrada durante el día d, expresada en kW.

Control.- El control y los registros del comportamiento de la frecuencia se realizan en puntos cualesquiera de la red, de manera continua. Es decir, el Período de Medición es de un (1) mes calendario, coincidiendo con el Período de Control, y se registran los niveles instantáneos de frecuencia.

La energía entregada a los Clientes en condiciones de mala calidad se evalúa o mide en los puntos de entrega respectivos, integrándola por intervalos de quince (15) minutos.

c) PERTURBACIONES

La Autoridad propicia el control de todo tipo de perturbaciones. Inicialmente, sin embargo, sólo se estableció controlar el Flícker y las Tensiones Armónicas. El Flícker y las Armónicas se miden en el voltaje de Puntos de Acoplamiento Común (PAC) del Sistema, de puntos indicados explícitamente en la Norma o de otros que especifique la Autoridad en su oportunidad.

2.1.6. Calidad del Suministro

a) INTERRUPCIONES

La Calidad de Suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los Clientes, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio. Para evaluar la Calidad de Suministro, se toman en cuenta indicadores que miden el número de interrupciones del servicio eléctrico, la duración de las mismas y la energía no suministrada a consecuencia de ellas. El Período de Control de interrupciones es de seis (6) meses calendario de duración.

Se considera como interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un punto de entrega. Las interrupciones pueden ser causadas, entre

otras razones, por salidas de equipos de las instalaciones del Suministrador u otras instalaciones que lo alimentan, y que se producen por mantenimiento, por maniobras, por ampliaciones, etc., o aleatoriamente por mal funcionamiento o fallas; lo que incluye, consecuentemente, aquellas que hayan sido programadas oportunamente. Para efectos de la Norma, no se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de tres (3) minutos ni las relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobados y calificados como tales por la Autoridad.

Indicadores de la Calidad de Suministro.- La Calidad de Suministro se evalúa utilizando los siguientes dos (2) indicadores que se calculan para Períodos de Control de un semestre.

a) Número Total de Interrupciones por Cliente por Semestre (N) : Es el número total de interrupciones en el suministro de cada Cliente durante un Período de Control de un semestre:

N = Número de Interrupciones; (expresada en: interrupciones / semestre).

b) Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D): Es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro eléctrico al Cliente durante un Período de Control de un semestre:

(Fórmula N° 9)

D = $\sum(K_i * d_i)$; (expresada en: horas)

Donde:

di.- Es la duración individual de la interrupción i.

Ki.- Son factores de ponderación de la duración de las interrupciones por tipo:

– Interrupciones programadas en redes* : $K_i = 0.5$

– Otras : $K_i = 1.0$

El término “Interrupciones programadas” se refiere exclusivamente a mantenimiento o ampliación de redes, programadas oportunamente, y notificadas a los Clientes con una anticipación mínima de cuarenta y ocho (48) horas, con horas precisas de inicio y culminación de trabajos.

Tolerancias.- Las tolerancias en los indicadores de Calidad de Suministro para Clientes conectados en distinto nivel de tensión son:

c) Número de Interrupciones por Cliente (N')

– Clientes en Muy Alta y Alta Tensión : 02 Interrupciones/semestre

– Clientes en Media Tensión : 04 Interrupciones/semestre

– Clientes en Baja Tensión : 06 Interrupciones/semestre

d) Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D')

– Clientes en Muy Alta y Alta Tensión : 04 horas/semestre

– Clientes en Media Tensión : 07 horas/semestre

– Clientes en Baja Tensión : 10 horas/semestre

Tratándose de Clientes en baja tensión en servicios calificados como Urbano-Rurales, los valores límite de la Duración Total Ponderada de

Interrupciones por Cliente (D') son incrementados en un 100%; y tratándose de servicios calificados como Rurales, son incrementados en 250%.

Compensaciones por mala calidad de suministro.- Los Suministradores deben compensar a sus Clientes por aquellos suministros en los que se haya comprobado que la calidad del servicio no satisface los estándares mencionados anteriormente.

Los montos de las compensaciones por mala calidad de suministro, serán calculadas de acuerdo a esta Norma, se descuentan aquellos montos pagados conforme a los artículos 57° y 86° de la Ley y 131° y 168° del Reglamento, abonándose la diferencia, al Cliente, por la mala calidad de suministro eléctrico recibido.

Las compensaciones se calculan semestralmente en función de la Energía teóricamente No Suministrada (ENS), el Número de interrupciones por Cliente por semestre (N) y la duración total acumulada de interrupciones (D), de acuerdo a las siguientes fórmulas:

(Fórmula N° 10)

Compensaciones por Interrupciones = e • E • ENS

Donde:

e.- Es la compensación unitaria por incumplimiento con la Calidad de Suministro, cuyos valores son:

e=0.95 US\$/kWh (*)

E.- Es el factor que toma en consideración la magnitud de los indicadores de calidad de suministro y está definido de la siguiente manera:

$$E = [1 + (N - N')/N' + (D - D')/D']$$

Las cantidades sin apóstrofe representan los indicadores de calidad; mientras que las que llevan apóstrofe representan los límites de tolerancia para los indicadores respectivos. El segundo y/o tercer término del miembro derecho de esta expresión serán considerados para evaluar las compensaciones, solamente si sus valores individuales son positivos. Si tanto N y D están dentro de las tolerancias, el factor E no se evalúa y asume el valor cero.

ENS.- Es la Energía teóricamente No Suministrada a un Cliente determinado, y se calcula de la siguiente manera:

$$ENS = ERS / (NHS - \sum di) \cdot D; \text{ (expresada en: .)}$$

Donde:

ERS : Es la Energía Registrada en el Semestre.

NHS : Es el Número de Horas del Semestre.

$\sum di$: Es la duración total real de las interrupciones ocurridas en el semestre.

Control.- Se evalúa la calidad de suministro para todo punto de entrega, debiendo registrarse en la correspondiente base de datos, toda falta de fluido eléctrico, cuya causa es conocida o desconocida por el Cliente y programada o no por el Suministrador. La duración se

calcula desde el momento de la interrupción hasta el restablecimiento del suministro de manera estable. Las compensaciones se calculan, en todos los casos, para cada Cliente.

Las mediciones para determinar el Número de Interrupciones (N) y la Duración Total Ponderada de Interrupciones (D) por Cliente se llevan a cabo de la siguiente manera:

- a) En todos los puntos de suministro a Clientes en muy alta y alta tensión.
- b) En todas aquellas secciones de líneas o alimentadores que atiendan directamente a Clientes en media tensión y/o subestaciones MT/BT;
- c) En el punto de salida de la subestación MT/BT de todos los alimentadores en baja tensión; y en aquellos puntos, distintos a los anteriores, expresamente indicados por la Autoridad, si ésta lo considera conveniente. En los dos últimos casos las mediciones se llevarán a cabo por fase.

2.2 EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SINAC)

El sistema opera bajo un modelo económicamente adaptado de despacho de empresa eficiente que cuenta con un Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC) el cual resulta en un organismo técnico, conformado por los titulares de las centrales de generación y de sistemas de transmisión cuyas instalaciones se encuentran interconectadas en el Sistema Nacional. La finalidad de este comité es

coordinar su operación a mínimo costo, garantizando la seguridad y calidad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

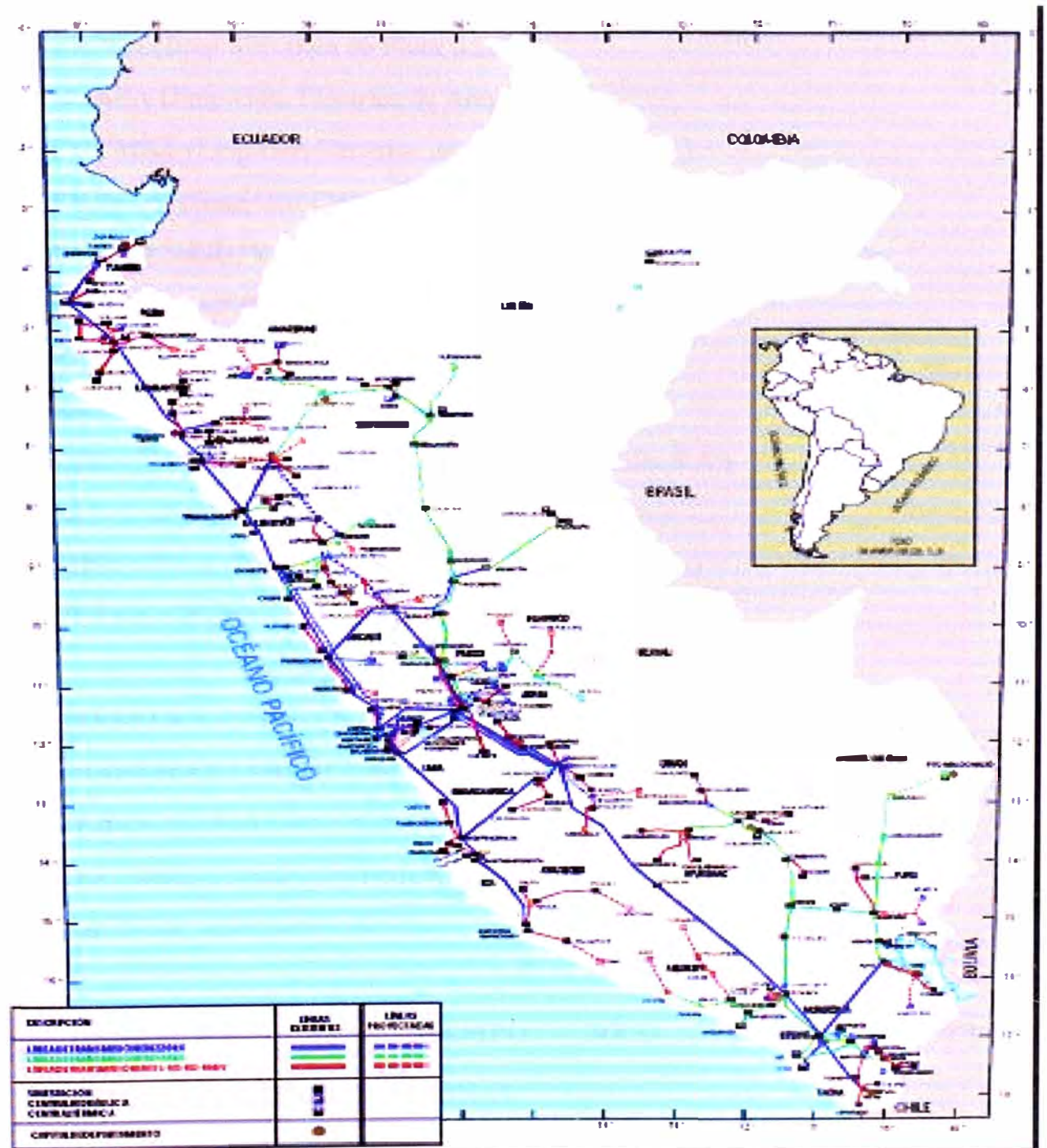


Figura 2.1: Sistema Interconectado Nacional

Los integrantes del COES-SINAC, a Julio del 2003, son los siguientes:

EMPRESAS DE GENERACION

CAHUA (Emp.Gen.Eléctrica Cahua S.A.)
ENERGÍA PACASMAYO (Energía Pacasmayo S.R.L.)
EDEGEL (Emp.Gen. Eléctrica de Lima S.A.A.)
EEPSA (Emp. Eléctrica de Piura S.A.)
EGASA (Emp.Gen. Eléctrica de Arequipa S.A.)
EGEMSA (Emp.Gen.Eléctrica de Machupicchu S.A.)
EGESUR (Emp.Gen.Eléctrica del Sur S.A.)
DUKE ENERGY INTERNATIONAL EGENOR S. EN C. POR A.
ELECTROANDES (Emp. Electricidad de los Andes S.A.)
ELECTROPERÚ (Emp. Electricidad del Perú S.A.)
ENERSUR (Energía del Sur S.A.)
ETEVENSA (Emp.Gen. Termoeléctrica Ventanilla S.A.)
SAN GABÁN (Emp.Gen.Eléctrica San Gabán S.A.)
SHOUGESA (Shougang Generación Eléctrica S.A.A.)
TERMOSELVA (Termoselva S.R.L.)

EMPRESAS DE TRANSMISION

ETESELVA (Eteselva S.R.L.)
TRANSMANTARO (Consortio TransMantaro S.A.)
REDESUR (Red Eléctrica del Sur S.A.)
REP (Red de Energía del Perú S.A.)
ISA PERÚ (ISA Perú S.A.)

2.3 OPERACIÓN EN TIEMPO REAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

Mediante la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados se establece las obligaciones del

coordinador y de los integrantes del mismo y se definen los criterios y procedimientos que se deben seguir.

También se establece las obligaciones del coordinador relacionadas con la supervisión y control de las operaciones del sistema; así como con la información que debe transferir a los integrantes, la DOCOES y al OSINERG, incluyendo su forma y oportunidad de entrega. Se establecen las obligaciones de los integrantes del sistema, relacionadas con la operación de sus instalaciones; así como con la forma y oportuna entrega de la información necesaria para el cumplimiento de las obligaciones del coordinador.

Las sanciones que hubiera lugar por el mal servicio, mala operación y/o incumplimiento por parte del coordinador y de los integrantes del sistema, de la ley, su reglamento, las Normas, los procedimientos técnicos del COES, son competencias del OSINERG.

Funciones del Coordinador

Entre las principales funciones del coordinador están las siguientes:

- Coordinar, supervisar y controlar la ejecución de la operación en tiempo real del sistema siguiendo el programa de operación diaria o su reprogramación.
- Determinar y disponer la configuración más apropiada del sistema para permitir su adecuada operación, considerando los criterios de seguridad, calidad y economía, siguiendo en lo posible lo establecido en el programa de operación diaria o su reprogramación.

- Controlar la calidad y seguridad del sistema conforme a la normativa vigente.
- Dirigir el restablecimiento del sistema luego de producida una perturbación.
- En estado de emergencia, determinara el estado del sistema y dispondrá las acciones para su restablecimiento. En particular coordinara con los integrantes del sistema las condiciones de calidad de la frecuencia para la interconexión de las áreas operativas que se hayan restablecido.

Obligaciones del los integrantes del sistema

- En caso ocurra un estado de emergencia en sus instalaciones, informar inmediatamente al coordinador y bajo la dirección de este, determinar el estado operativo e iniciar las acciones de restablecimiento de sus instalaciones siguiendo las secuencias de maniobras elaboradas por el COES. De ser necesario se podrá optar por rechazos manuales de carga y desconexión de unidades de generación, con conocimiento del coordinador.
- En el caso de centrales térmicas, los titulares de generación están obligados a brindar información acerca de las características del sistema de aprovisionamiento, y almacenamiento de los combustibles, así como los volúmenes almacenados, los consumos específicos medios, los consumos específicos para distintos niveles de carga por unidad y otros que el coordinador establezca.

Emergencia y Restablecimiento

Cuando una unidad o central del generación salga intempestivamente de servicio, el coordinador evaluara el déficit producido y dispondrá

incrementar, preferentemente en igual magnitud, la generación de las unidades de reserva rotante de menor costo variable.

El integrante del sistema cuyo equipo salga de servicio, comunicara al coordinador el tiempo previsto de su indisponibilidad. Si su disponibilidad es inmediata, el coordinador dispondrá su reconexión. Sino lo es, el coordinador evaluara el estado del sistema y tomara las medidas correctivas que el caso amerite; y, de ser necesario, realizara la reprogramación de la operación del sistema para las horas restantes del día.

El coordinador puede disponer de rechazos de carga manuales y/o desconexión de generadores u otros equipos para preservar la estabilidad y seguridad del sistema. En caso que el coordinador disponga rechazos de carga manuales, los integrantes del sistema ejecutaran los rechazos manuales en la magnitud y en los puntos de carga que el coordinador disponga. Similarmente, si el coordinador dispone la desconexión de generadores, u otros equipos, los integrantes titulares de tales equipos, deberán proceder a desconectarlos. Estas medidas deben derivarse de estudios especializados, actualizados con la periodicidad que establezcan los procedimientos técnicos del COES. Dichos estudios serán difundidos entre los integrantes del sistema, a fin de establecer las magnitudes de carga y/o generación, así como los puntos de ubicación.

Atención de la demanda de energía del COES – SEIN

La Demanda en el COES se atiende según el Procedimiento N° 7 de la Norma Técnica para La Operación en Tiempo Real del Sistema Interconectado (Cálculo de los costos marginales de Energía de Corto Plazo). El costo marginal de corto plazo, es el costo en que se incurre para producir una unidad adicional de energía, o alternativamente el ahorro obtenido al dejar de producir una unidad, considerando la demanda y el parque de generación disponible. Entonces se requieren los siguientes datos por central.

- Rendimiento promedio del mes (por masa de combustible) para cada central térmica.
- Costo de combustible para cada central térmica.
- Costo variable no combustible (S/. /kWh) para cada central térmica.
- Factores de pérdidas marginales de energía.
- Energía generada cada 15 minutos de cada grupo y/o central térmica (MWh).
- Energía generada y tiempo en período de carga y descarga (MWh).
- Tiempo de operación en sincronismo con el SINAC (horas) y número de arranques totales y efectivos.
- Valor de Agua (S/./kWh), para el volumen del Lago Junín.
- Precio básico de la energía (S/./kWh) en horas fuera de punta, en la barra de referencia, Santa Rosa.
- Costo variable (S/./kWh) por central hidráulica, incurrido por presencia de sólidos en suspensión en el agua.

Tarifas de electricidad

Las tarifas de electricidad, en el caso de Etevensa, viene establecido en el contrato del Take Or Pay de consumo del Gas Natural de Camisea, donde ElectroPerú se compromete a comprar dicha energía generada a un costo fijo que varía con las horas de punta del Sistema Interconectado Nacional, y se muestran en la siguiente tabla:

Tabla N 2.1: Tarifas de Electricidad para Ventanilla

EN HORA PUNTA	133,4 S/. / MWh
FUERA DE HORA PUNTA	95,5 S/. / MWh

2.4 SUMINISTRO DE GAS NATURAL DE ETEVENSA

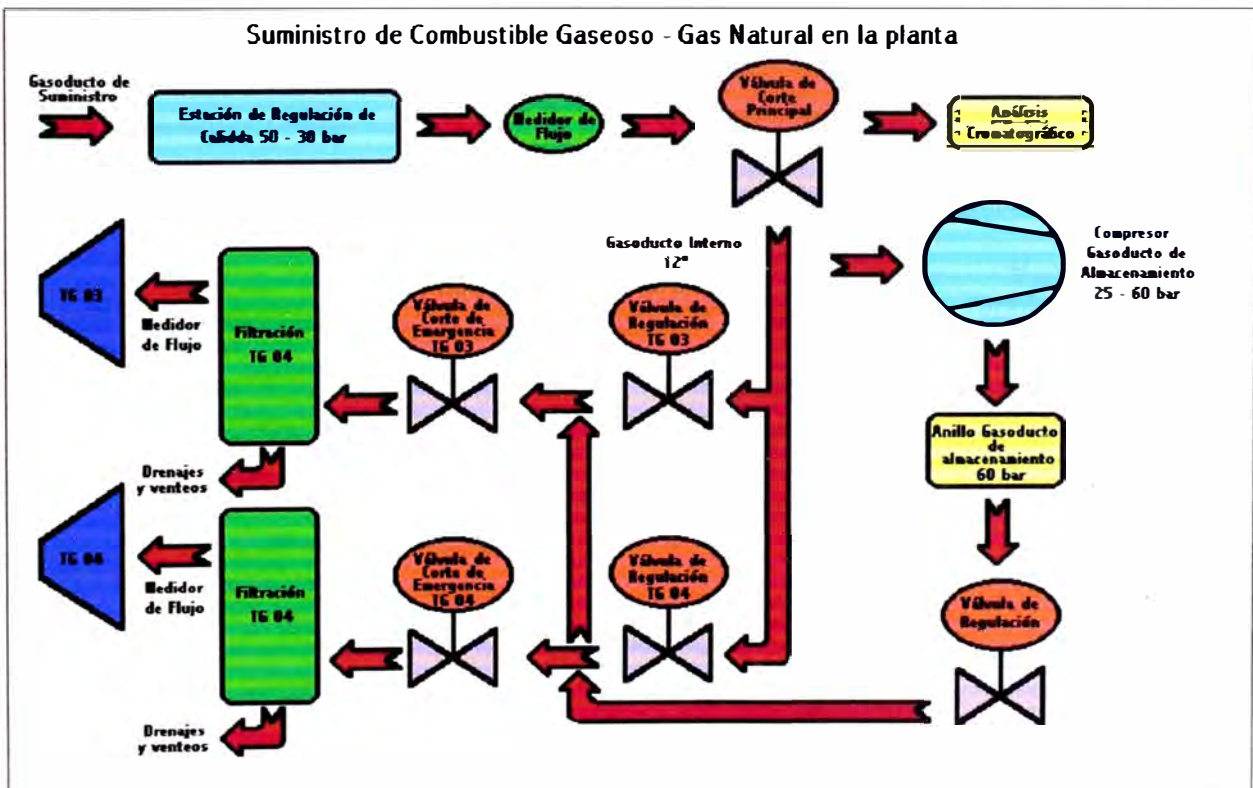


Figura 2.2 : Sistema de suministro de combustible Gaseoso

Según el contrato Take or Pay, el Productor es responsable de la calidad del Gas entregado, la cual se medirá en el punto de recepción , a la entrada de la planta , manteniéndolo dentro de los límites establecidos según la siguiente tabla:

Tabla N° 2.2. Especificaciones Técnicas del Gas Natural

Azufre Total	15 mg / m ³
H ₂ S	3 mg / m ³
CO ₂	2% en Volumen
Inertes Totales	4% en Volumen
Agua Libre	0
Vapor de Agua	65 mg / m ³
Punto de Rocío de Hidrocarburos	- 4°C a 5500 Kpa

Fuente: Especificación Técnica del Sistema de Almacenamiento de Gas -Etevensa

Según las especificaciones técnicas de uso de combustible de Siemens, y las condiciones de uso de Gas Natural dentro de la planta se establecieron los siguientes requerimientos:

Tabla 2.3: Calidad del Producto en la Central de Ventanilla

Propiedades	Valores
Caudal máximo de gas natural para las dos turbinas a gas.	90000 Nm ³ /h
IMPUREZAS:	
Ausencia de partículas sólidas de tamaño de 3 µm o superiores.	99,99 %
Ausencia de partículas líquidas de tamaño de 3 µm o superiores.	99,95 %
Rango de presión de gas natural.	24 – 28 bar (g) 350 – 400 psi (g)
Temperatura máxima del gas natural.	200 °C 392 °F
Temperatura mínima del gas natural.	-10 °C 14 °F
Punto de rocío del gas natural.	10 °C 18 °F
Punto de rocío del agua, al valor sobre 10 ppm de H ₂ S.	15 °C 27 °F
Máxima tasa de variación de la presión.	0,05 bar/s 0,725 psi/s
Máxima tasa de variación de la temperatura.	1 °C/s 1,8 °F/s

Fuente: Especificación Técnica del Sistema de Almacenamiento de Gas -Etevensa

Estación de Regulación y Medida (ERM)



Figura 2.3: Estación de Regulación de Calidda en Etevensa

Como su nombre lo indica una ERM es la encargada de suministrar gas a una determinada presión que permita el correcto funcionamiento de las instalaciones aguas debajo de la misma.

Esta ERM posee una válvula de entrada alejada del resto de la instalación, una etapa de filtrado de gas, una etapa de control de presión y una etapa de medición. Para poder atender la demanda y ofrecer un servicio continuo, la ERM cuenta con dos ramales de regulación cada uno de ellos con etapa de filtrado y etapa de control de presión. Las válvulas de salida y entrada de cada ramal en este caso son de operación manual.

El gas suministrado puede ingresar en el rango de presiones de 27 a 50 Barg, temperatura de 15°C, Grado de Filtración de los elementos es 3 micrones y el medidor es del tipo ultrasonido de 10". Las normas aplicables de construcción son ASME B31,8; AGA 9; AGA 7 y API 21.

Sistema Principal de Suministro de Gas en Planta



Figura 2.4: Suministro principal de gas natural

El Sistema de Gas en la planta, luego de la estación de regulación de gas de Calidda, contiene una única tubería de ASTM A106 Gr. B (API 5L x52),

diámetro DN 12", espesor 6,4mm; con una válvula de bloqueo principal, y recorre unos 450 – 470 metros donde se divide la línea para cada unidad.

Sistema de regulación de suministro



Figura 2.5: Sistema de Regulación del suministro de Gas Natural TG 03 / TG 04

El sistema de Regulación reduce la presión de 30 – 32 barg a 23 – 25 barg, y contiene dos líneas, independientes por cada máquina, en una de las líneas el sistema cuenta con una válvula de diafragma reguladora, remota y de ajuste automático, dirigida por la sala de control, la cual regula la cantidad de presión necesaria para la operación de las turbinas midiendo en forma

continúa la presión aguas abajo; la siguiente línea es una By pass, para situaciones de mantenimiento de la válvula reguladora.

Sistema de corte de suministro



Figura 2.6: Sistema de Corte del suministro de Gas Natural TG 03



Figura 2.7: Sistema de Corte del suministro de Gas Natural TG 04

El sistema de corte contiene una línea principal con una válvula de corte de emergencia para evitar incendios aguas debajo de esta, contiene válvulas de

bola de corte rápido “by pass” para compensación de presiones, más una válvula de incendio, de bola, de apertura rápida en la línea de venteo; este sistema es independiente para cada máquina, y de actuación neumática para operación manual local y manual remota y automática por medio del descenso de presión debajo de 15 bar (g), aproximadamente, o el valor de presión mínimo que permite regulación máxima de admisión de flujo en la turbina.

Sistema de ignición de combustible

La turbina a gas siempre tiene que arrancar con un combustible gaseoso, tal como gas natural con un poder calorífico superior a 35 000 KJ/Kg o en su defecto gas propano.

En la operación con combustible líquido, en los casos que no se dispone de gas natural, se suministra gas propano, desde el tanque de almacenamiento de gas de ignición, a los quemadores híbridos, a través de las líneas de gas modo difusión, produciéndose la ignición del propano, mediante las bujías. La llama de ignición produce entonces el encendido del combustible líquido en el subsistema para el modo de difusión de combustible líquido.



Figura 2.8: Sistema de Ignición de Combustible

La planta utiliza dos tipos de combustible, petróleo Diesel 2, el cual es suministrado por la refinería de La Pampilla por un oleoducto; y gas natural, el cual es suministrado por Calidda a una presión de 25 Bar.

Sistema de combustible Diesel 2

La empresa REPSOL – YPF transfiere petróleo diesel 2 de la calidad normada por SIEMENS, desde sus tanques de almacenamiento, mediante las electrobombas en la refinería y por el oleoducto hasta el tanque N°1, ubicada en la plataforma a 90 msnm.

El petróleo almacenado en el tanque N°1 será centrifugado en cualquiera de las dos plantas de separación, las mismas que operan en régimen alternado,

entregándose el aceite purificado (libre de agua, sodio y potasio) al tanque N°2 también ubicada en la cota 90 msnm.

Usándose cualquiera de las bombas de transferencias de 15 HP, se intercambiara Diesel entre el tanque N°2 y el tanque N°3 que se emplea como de diario.

Cada vez que se lance una turbina de combustión, automáticamente será lanzada al menos una de las dos electrobombas de 20 HP, integradas a cada planta de envío y cuando la demanda así lo exija entrarán las dos bombas de operación. La alternación de operación es automática.

El sistema de combustible líquido, está constituido por: Una planta de Bombeo, un oleoducto desde La Pampilla, cuatro tanques, bombas de transferencia, planta de separación (Centrífuga), planta de envío de combustible a la casa de máquinas, Skid de Combustible propiamente dicho y un sistema de lucha contra el fuego en la plataforma de tanques.

Las principales características de estos equipamientos son:

- Planta de Bombeo, en la refinería “La Pampilla”, con capacidad para transferir un flujo de 1200 GPM con una cabeza hidráulica de 624 pies, si bien la transferencia se realiza solo hasta la cota 103 msnm, formada por dos bombas de 300 HP, 357’ r.p.m., 4,16 KV, con sus juegos de válvulas, filtros y flujómetro registrador.

- Oleoducto, en tubería de acero de 8" sin costura, schedule 40, soldada, enterrado a 1 000 m bajo el nivel del terreno, con doble capa de cinta para protección de 15 ánodos de protección catódica concentrados en una cama anódica ubicada en la refinería y servidos por una fuente rectificadora de 30 amperios, 460 V, el oleoducto tiene 2700 metros de longitud.
- Dos tanques de almacenamiento de petróleo diesel 2, de 4500 m³ cada uno, de 12 m de alto y 22 m de diámetro y un tanque de 450 m³ de 7,5 m de alto y 9,0 m de diámetro, contruidos con planchas de acero Sider PGE24, sobre bases de asiento de terreno compactado en Sand – Oil, rodeado por un cerco de concreto reforzado.
- Un tanque de almacenamiento diario de petróleo diesel 2, de 4500 m³, de 12 m de alto y 22 m de diámetro, construido con planchas de acero Sider PGE24, sobre bases de asiento de terreno compactado en Sand – oil, rodeado por un cerco de concreto reforzado.
- Cuatro Electrobombas de transferencia de Combustible, de 7,5 HP, 220 GPM, 1750 r.p.m., para una cabeza de 72 pies, con sus juegos de válvulas y filtros.
- Una planta separadora Alfa Laval, con dos unidades de 190 gpm, cada una impulsada por motores de 50 HP, a 1775 r.p.m., a 460 V, con bombas de alimentación de 20 HP, 3520 r.p.m. para 220 V, compresor con 2 motores de 2 HP, 1750 r.p.m., que operan a 230 / 460 V, con control automático programable.
- Dos juegos dobles de electrobombas de transferencia de combustible de 20 HP, 50 gpm, para una cabeza de 22 psi y 3520 r.p.m., operan a 208 – 230 /

460 V, con sus juegos de válvulas, filtros, retornos, purgas y control automático.

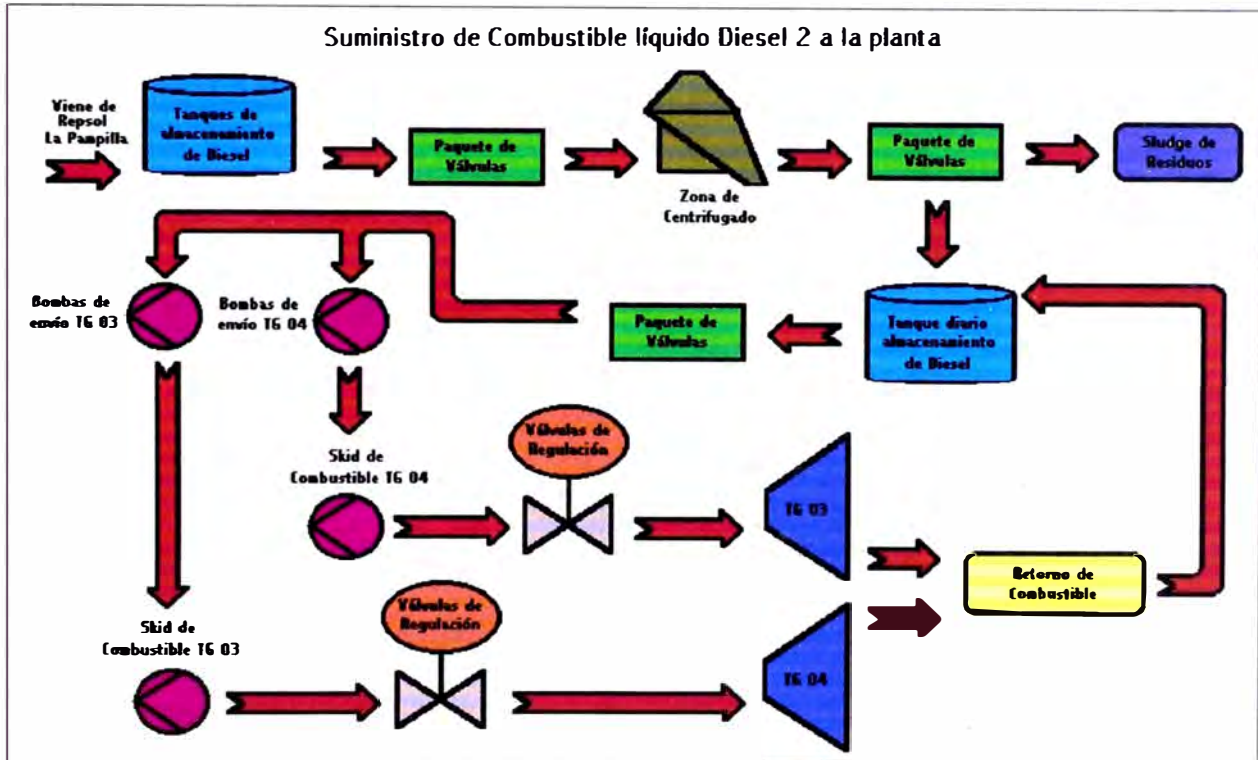


Figura 2.9: Sistema de suministro de combustible líquido

Según las especificaciones técnicas de Siemens sobre el uso de combustible líquido diesel 2, se requiere un poder calorífico inferior de 42000 KJ/Kg; y la certificación del combustible Diesel 2, de La Pampilla, para Etevensa

Otros proyectos en marcha asociados con el gas natural

Las modificaciones que están previstas en la Central Ventanilla , a la fecha de la realización del presente informe, contemplan la habilitación de los turbogrupos para el uso de gas natural como combustible base operando en

ciclo abierto, el sistema de suministro de gas natural y la transformación de ambas turbinas a funcionamiento a ciclo combinado, agregándose dos calderas recuperadoras y el turbogenerador a vapor con su condensador y sistema de refrigeración asociado, incluido el sistema de captación, bombas y almacenamiento de agua de reposición para las torres de refrigeración. En la actualidad están en fase de construcción el proyecto de las calderas recuperadoras y las cimentaciones correspondientes para la generadora a vapor.

Ciclo combinado

El Contrato Take or Pay (Toma o Paga), el cual mencionamos anteriormente, donde Etevensa se compromete a convertir una de sus turbinas a gas de ciclo simple a ciclo combinado, a base de la llegada del Gas de Camisea a la planta es importante el nuevo proyecto de ampliación para aumentar la eficiencia de generación de esta central, es por ello que mostramos en un diagrama general como sería la nueva instalación de Etevensa; aquí se ven la ubicación de los principales equipos y sistemas.

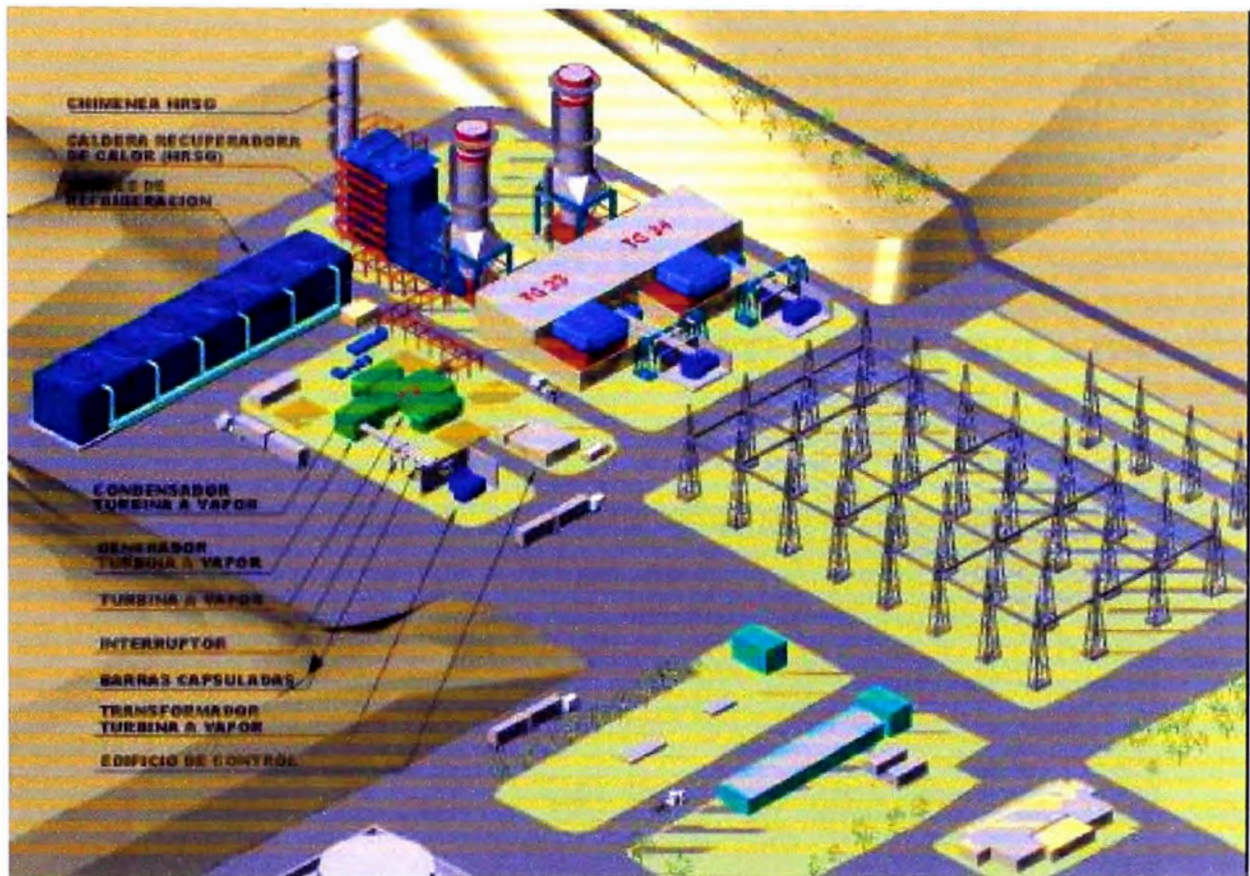


Figura 2.10: Proyecto de Ciclo Combinado – Primera Etapa

CAPITULO III

SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE GAS (PULMÓN)



Figura 3.1: Sistema de Almacenamiento de Gas Natural – Pulmón

El sistema de almacenamiento de gas, como lo mencionamos al inicio, consta de un anillo (tubería de 24") situado alrededor de la sala de generación. Este sistema, también llamado pulmón de emergencia, será capaz de suministrar el gas necesario para la detención segura de uno de los turbogrupos de la planta térmica en caso de corte de suministro.

3.1 PARÁMETROS DE DISEÑO

El diseño del sistema de almacenamiento de gas natural cumple con la siguiente filosofía de diseño mecánico.

3.1.1 Volumen de almacenamiento

El sistema de almacenamiento es capaz de entregar la cantidad de gas necesaria para la detención segura de una (1) turbina a gas de la Central Ventanilla cuando se estima que se ha perdido el suministro de la línea matriz. En este caso, se dispone de los siguientes volúmenes de gas, con los parámetros asociados que se indican:

- Masa de gas total disponible en el almacenamiento: 11364 Kg.
- Presión del gas almacenado: 60 bar(g).
- Densidad del gas almacenado: 50,73 kg/m³
- Temperatura del gas almacenado : 20 °C
- Consumo de gas durante la detención de una turbina : 6426 kg
- Masa de gas remanente después de la descarga : 4938 kg
- Presión del gas remanente : 24,5 bar (g)
- Densidad del gas remanente : 22,05 kg/m³
- Temperatura del gas remanente: -6.67 °C
- Volumen de almacenamiento: 224 m³

Margen de seguridad: 5% adicional.

La determinación de estos parámetros, se realizó suponiendo el siguiente régimen de bajada de carga de la turbina:

- Mantenimiento en 150 MW durante 3 minutos. Flujo másico de 9,4 kg/s.
- Bajada gradual de carga, sin escalones, desde 150 MW (con flujo másico de 9,4 kg/s) a 35 MW (con flujo másico de 2,5 kg/s) en un tiempo de 12 minutos.
- Mantenimiento en 35 MW durante 3 minutos con flujo másico de 2,5 kg/s.

No se consideró la masa de gas disponible en la línea matriz de alimentación a las turbinas, debido a que en el descenso de presión desde 31 bar(g) hasta aproximadamente 25 bar(g) sea empleado como tiempo de reacción del sistema de almacenamiento y de los operadores al corte del suministro de gas.

La presión de almacenamiento de 60 bar(g) se ha definido considerando las estimaciones acotadas del punto de rocío del gas natural. Bajo la experiencia de fabricantes de turbinas a gas (General Electric) y valores dados por ETEVENSA a través del programa HYSYS de determinación de parámetros del gas natural, la temperatura de rocío de los hidrocarburos del gas natural de la Central Ventanilla, en un análisis extendido de la composición, se ha estimado en -13° C a 23,5 bar(g). Por esa razón, se ha considerado un descenso

desde 60 bar(g) hasta 23,5 bar(g), que provocaría un descenso de la temperatura del gas de almacenamiento hasta $-10,44^{\circ} \text{C}$, quedando sobre -13°C . Esto quiere decir que no habrá formación de hidratos en la descarga del gas almacenado durante su operación y, por lo tanto, no habrá riesgo de que se cierren los pasos del gas en las válvulas reguladoras y válvula dosificadoras.

3.1.2 Compresión del Gas Natural para Almacenamiento

La fase de compresión comienza cuando el sistema de almacenamiento está despresurizado a la presión de la línea matriz de alimentación. En este caso todo el sistema de almacenamiento de gas debería estar a la presión de 31 bar(g), que es la presión de regulación del gas en la estación de GNLC (“Gas Natural para Lima y Callao”), quien cedió la concesión a **Calidda S.A.** En tal caso, los instrumentos activos aguas debajo del compresor detectan una presión inferior al valor de “setting” de 60 bar(g) y arrancan el compresor durante el tiempo que el fabricante del equipo especifica como máximo de operación continua. Esta operación de arranque y detención temporal es manualmente supervisada por los operadores de la Central.

El proceso debería tardar un tiempo largo (aproximadamente 24 horas, dependiendo de las capacidad del compresor) hasta alcanzar la presión de almacenamiento, caso en que el compresor queda detenido hasta un descenso de presión futuro. En esta fase de la operación, la

válvula “shut-off” HV-007 debe permanecer abierta y la válvula de dosificación PCV-005 debe permanecer cerrada

3.1.3 Descarga del gas natural desde su estado de Almacenamiento

Estando el compresor detenido y el sistema de almacenamiento de gas natural en su estado de compresión a la presión de “setting” de 60 bar(g), la descarga del sistema de almacenamiento deberá producirse por las siguientes razones:

- Cierre de la válvula principal de corte de incendio (“main fire shut-off valve”) de la línea matriz de alimentación de gas a las turbinas.
- Descenso rápido de la presión de gas en la línea matriz de alimentación a las turbinas, determinada a través de las señales de los instrumentos aguas debajo de la válvula principal de corte de incendio. El descenso rápido debería ser detectado en un rango de 2 bar(g) de presión, en un tiempo de unos pocos segundos, lo que discrimina este descenso de presión, que se asume un corte del suministro desde el proveedor, a una descenso por bajada de presión en el gasoducto. La bajada de presión del gasoducto no debería producirse en un periodo corto de tiempo debido al gran volumen de gas contenido en esa tubería.

En el caso de cierre de la válvula principal de corte de incendio de la línea matriz, las señales de cierre automáticamente activan la

detención del compresor CPR-001 y el cierre de la válvula “shut-off” HV-007.

De esta forma, la presión de almacenamiento queda cubriendo totalmente la zona de líneas entre la válvula HV-007 y la reguladora PCV-010. La apertura lenta de la válvula dosificadora PCV-005 permitirá la transferencia de la presión de almacenamiento del sistema hacia la línea matriz entre la válvula principal de corte de incendio y las turbinas a gas. Por otra parte en el caso de descenso rápido de la presión, las señales de los instrumentos agua debajo de la válvula principal de corte de incendio deberían detectar el descenso rápido antes de que la presión llegue a un valor mínimo de 25 bar(g). A la presión de 25 bar(g), determinado por dichas señales, automáticamente se activa el cierre de la válvula principal de corte de incendio. Con el cierre de esta válvula, en tal caso, las señales automáticamente activan la detención del compresor CPR-001 y el cierre de la válvula, ‘shut-off’ HV-007. Luego, el proceso sigue igual que en el caso a), es decir, la presión de almacenamiento queda cubriendo totalmente la zona de líneas entre la válvula HV-007 y la reguladora PCV-010, y la apertura lenta de la válvula dosificadora PCV-005 permitirá la transferencia de la presión de almacenamiento del sistema hacia la línea matriz entre la válvula principal de corte de incendio y las turbinas a gas.

3.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

El sistema de almacenamiento de gas natural estará compuesto básicamente por los siguientes subsistemas y equipos:

3.2.1 Componentes del Sistema

- Un arranque desde la cañería matriz de diámetro nominal (DN) 12", ASTM A100 o equivalente API, con un Schedule apropiado para la presión de operación de 31 bar(g), finalizando en una válvula de aislamiento con compensación de presiones (válvulas HV-901 y HV-901A).
- Una línea de DN 6", ASTM A-106 Gr. B, con un Schedule apropiado para la presión de operación, para la alimentación del gas al compresor CPR-C0i, a la presión de la línea matriz, normalmente 31 bar(g). Esta línea está localizada entre la válvula HV-901 y el compresor CPR-001.
- Una línea de descarga del compresor DN 6", ASTM A-106 Gr. B, con un Schedule apropiado para la presión de operación, para la toma de gas comprimido desde compresor CPR-001, a la presión de compresión, de operación, normalmente 60 bar(g).
- Una línea de almacenamiento de gas de DN 24", API 5L Gr. X70, para el almacenamiento del gas comprimido, a la presión de compresión, normalmente 60 bar(g). Esta línea tiene un tramo en DN 12, ASTM A-106 Gr. B, con un Schedule apropiado para la presión de operación, normalmente 60 bar(g).

- Una línea de descarga de gas almacenado de DN 12”, ASTM A-106 Gr. B, con un Schedule apropiado para la presión de operación normalmente de 60 bar(g) entre la tubería de almacenamiento de DN 24” y la válvula reguladora PCV10, y de 31 bar(g) aguas debajo de la válvula reguladora.
- Una línea de drenaje DN 1”, ASTM A-106 Gr. B, con un schedule apropiado para la presión de operación normalmente 60 bar(g). Esta línea está conectada a la línea de almacenamiento de la tubería de almacenamiento DN 24”.
- Una línea de venteo DN 2”, ASTM A-106 Gr.B, con un schedule apropiado para la presión de operación, normalmente 60 bar(g). Esta línea está conectada a la línea de almacenamiento de la tubería de almacenamiento DN 24”.

3.2.2 Equipamiento del Sistema

- Un compresor, del tipo tornillo, para elevación de presión desde un valor mínimo de 25 bar (g) hasta una presión de al menos 60 bar(g).
- Una chimenea de venteo compuesta de cañería DN 12”, soportada por vientos de cables de acero resistente a la corrosión, de una altura mínima de 10 metros.
- Un “flame arrester”, instalado en la línea de venteo desde la tubería de almacenamiento de 24”, y justo antes de conectarse a la chimenea de venteo.

3.2.3 Válvulas del sistema de almacenamiento de gas

Las válvulas componentes del sistema, se indican en la siguiente lista:

ITEM	TIPO	DN	OPERACIÓN	DESCRIPCIÓN
HV-933	válvula de globo	1/2"	accionamiento manual	Regulación flujo del instrumento PIO05
HV-934	válvula de bola	1/2"	accionamiento manual	Aislamiento flujo del instrumento PI005
HV-911	válvula de globo	1/2"	accionamiento manual	Regulación flujo del instrumento PIT005
HV-912	válvula de bola	1/2"	accionamiento manual	Aislamiento flujo del instrumento PIT005
HV-901	válvula de bola	12"	accionamiento manual	Aislamiento flujo de la línea de arranque del sistema de almacenamiento de gas.
HV-901A	válvula de bola	1"	accionamiento manual	Compensación de presiones de la válvula HV-901
HV-922	válvula de bola	1/2"	accionamiento manual	Aislamiento de línea de inyección de nitrógeno
HV-902	válvula de bola	6"	accionamiento manual	Aislamiento del compresor
HV-902A	válvula de bola	1"	accionamiento manual	Compensación de presiones de la válvula HV-902
HV-903	válvula de bola	6"	accionamiento manual	Aislamiento del compresor
HV-903A	válvula de bola	1"	accionamiento manual	Compensación de presiones de la válvula HV-903.
HV-910	Válvula de bola	1"	Accionamiento manual	Aislamiento de la línea de by-pass del compresor

ITEM	TIPO	DN	OPERACIÓN	DESCRIPCIÓN
CHV-950	Retención	6"	Accionamiento automático	Antirretorno de flujo aguas debajo del compresor
HV-007	Válvula de bola	6"	"gas over oil"	Válvula de cierre rápido ("shut off")
HV-904	Válvula de bola	1"	accionamiento manual	Compensación de presiones de la válvula HV-007
HV-923	válvula de bola	½"	accionamiento manual	Aislamiento de línea de inyección de nitrógeno
HV-935	válvula de globo	½"	accionamiento manual	Regulación flujo del instrumento PSI007
HV-936	válvula de bola	½"	accionamiento manual	Aislamiento flujo del instrumento PSI007
HV-937	válvula de globo	½"	accionamiento manual	Regulación flujo del instrumento PSH007
HV-938	Válvula de bola	½"	accionamiento manual	Aislamiento flujo del instrumento PSH007
HV-939	válvula de globo	½"	accionamiento manual	Regulación flujo del instrumento PIT007
HV-940	Válvula de bola	½"	accionamiento manual	Aislamiento flujo del instrumento PSH007
HV-913	válvula de globo	½"	accionamiento manual	Regulación flujo del instrumento PIT007
HV-914	Válvula de bola	½"	accionamiento manual	Aislamiento flujo del instrumento PSH007
PSV-007	válvula de globo	1"	accionamiento manual	Alivio de sobrepresión línea de descarga del compresor
HV-905	Válvula de bola	6"	accionamiento manual	Aislamiento flujo de la línea de descarga del compresor
HV-905 ^a	válvula de globo	1"	accionamiento manual	Compensación de presiones de la válvula HV-905
HV-915	Válvula de bola	½"	accionamiento manual	Regulación flujo del instrumento PI009

ITEM	TIPO	DN	OPERACIÓN	DESCRIPCIÓN
HV-916	Válvula de bola	½"	accionamiento manual	Aislamiento flujo del instrumento PI009
HV-929	Válvula de bola	½"	accionamiento manual	Aislamiento de línea de inyección de
HV-907	Válvula de bola	12"	accionamiento manual	Aislamiento de la línea de descarga de gas almacenado.
HV-907A	Válvula bola	1"	accionamiento manual	Compensación de presiones de la válvula HV-907
PCV-010	válvula reguladora	8"	accionamiento automático	Válvula reguladora de la presión de descarga de gas almacenado
HV-919	Válvula de globo	1"	accionamiento manual	Regulación del flujo de compensación de presiones de la válvula PCV-010 y de redundancia.
HV-920	válvula de bola	1"	accionamiento manual	compensación de presiones de la válvula PCV-010
HV-931	válvula de globo	½"	accionamiento manual	Regulación flujo del instrumento PIT011
HV-932	válvula de bola	½"	accionamiento manual	Regulación flujo del instrumento PI011
HV-917	válvula de globo	½"	accionamiento manual	Regulación flujo del instrumento PI011
HV-918	válvula de bola	½"	accionamiento manual	Regulación flujo del instrumento PI011
PSV-011	válvula de seguridad	1"	accionamiento automático	Alivio de sobrepresión de la línea de descarga de gas almacenado
HV-908	válvula de bola	8"	accionamiento manual	Aislamiento de la línea de descarga de gas almacenado
HV-908A	válvula de bola	1"	accionamiento manual	Compensación de presiones de la válvula HV-908

ITEM	TIPO	DN	OPERACIÓN	DESCRIPCIÓN
HV-930	válvula de bola	½"	accionamiento manual	aislamiento de línea de inyección de nitrógeno
PCV-005	válvula reguladora	8"	accionamiento a base de un actuador tipo Rotor K	Válvula de alimentación de la descarga de gas almacenado
HV-909	válvula de bola	1"	accionamiento manual	Compensación de presiones de la válvula PCV-005
CHV-951	RETENCION	8"	accionamiento manual	Antiretorno del flujo de descarga del gas almacenado.
HV-906	válvula de bola	12"	accionamiento manual	Aislamiento de la línea de descarga del gas almacenado
HV-906A	válvula de bola	1"	accionamiento manual	Compensación de presiones de la válvula HV-906
HV-924	Válvula de bola	½"	accionamiento manual	Aislamiento de línea de inyección de nitrógeno
HV-927	Válvula de globo	1"	accionamiento manual	Regulación del flujo de drenaje del gas almacenado
HV-928	Válvula de bola	1"	accionamiento manual	Aislamiento de línea de drenaje de gas almacenado.
HV-921	Válvula de bola	12"	accionamiento manual	Aislamiento de la línea de gas almacenado
HV-925	Válvula de globo	2"	accionamiento manual	Regulación del flujo de venteo de gas hacia la chimenea
HV-926	Válvula de bola	2"	Accionamiento manual	Aislamiento del flujo de veteo de gas hacia la chimenea.

3.3 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA

El sistema de acumulación de gas se efectúa a una presión de 60 barg en una tubería de API 5L Gr. X70 DN 24” espesor de pared 0,469 inch, abarcando una longitud de aproximadamente 750m. La cañería de acumulación tiene un recorrido independiente de la cañería de gas matriz, con el arranque dispuesto en la intersección del camino de acceso a la central con un camino lateral que conduce hacia los estanques de almacenamiento de petróleo y agua existentes. Las tuberías de acumulación de gas junto a las tuberías de agua de reposición y petróleo, se disponen a ambos costados del camino de acceso a los estanques y bordean éstos.

La toma de gas para el sistema de almacenamiento esta localizado en la intersección del camino de acceso a la central y el camino de acceso a los estanques de petróleo. Esta instalación se ubicará aguas abajo de la estación de gas de GNLC y de la válvula principal de corte de incendio (“main fire shut –off valve”), que se instaló como parte del suministro de la tubería matriz de gas. Junto al arranque se instaló la válvula de regulación, válvulas de corte compensadas, válvulas “shut-off” propias del sistema y válvula de control, conjunto que permitirá almacenar, previo paso del gas por un compresor, el gas en el tubería de diámetro nominal 24” API 5L Gr. X70 espesor de pared 0.469inch, en la forma de un pulmón de gas. También se dispusieron las provisiones para la limpieza y puesta en servicio del sistema, particularmente el paso de “scraper” (o más conocido como “chancho” de arrastre) en la fase previa a la puesta en servicio.

El sistema fue previsto para el funcionamiento automático, con monitoreo remoto desde la sala de control de la Central. El compresor funciona muy pocas veces, y eleva la presión normal de la línea matriz de, 31 barg, a la presión de almacenamiento en el pulmón, de 60 barg. Alcanzada la presión de almacenamiento, el sistema queda preparado para suministrar presión adicional a la línea matriz de gas cuando sea requerido.

Dependiendo de las características en tiempo real del gas natural la presión de almacenamiento se podrá elevar hasta los 70 barg. La descarga de gas desde la cañería de almacenamiento es modulada con una válvula de control, con un flujo variable según la información de señales de presión de la línea matriz. La descarga se producirá fundamentalmente en dos eventos:

- Cierre de la válvula principal de corte de incendio de la línea matriz de gas.
- Tasa de descenso muy alta de la presión de la línea matriz de gas.

Durante la etapa de montaje de la cañería matriz de gas, se previno la instalación de las tuberías para el almacenamiento de gas. Junto a este suministro se incluyó el arranque desde el cual se alimenta la tubería del sistema de almacenamiento.

3.4 EQUIPAMIENTO MECANICO

El sistema cuenta con una estación de compresión de gas natural y accesorios.

El compresor posee las siguientes características:

Uso	Intermitente
Fluido	gas natural
Caudal	1000 MSCFH o superior
Presión de admisión	32 barg
Presión de descarga	60-70 barg
Tipo	rotatorio, libre de aceite
Instalación	Estacionario
Protección	IP 67
Cojinetes	Rodamientos
Tensión	3300 V, 60 Hz.

El motocompresor fue entregado como un conjunto armado incluyendo su sistema de transmisión, protección de la transmisión y manómetros, filtros, válvulas de salida, drenaje y presóstato.

Se consideró además en el suministro un filtro con trampa para líquidos, apto para el caudal de gas especificado y las siguientes instalaciones.

- Línea de gas de alimentación y descarga en API 5L x52, diámetro DN 12”, espesor 6,4 mm.
- Línea de compresión de gas en ASTM A-106 gr. B. sch 40.
- Bridas diámetro DN 12”, clase 300 “Welding Neck”, ASTM A105, ANSI B16.5.
- Válvulas de aislamiento manual de corte de gas con las siguientes características:
 - “Trunnion mounted”, de tres piezas. Diseño antiestático para continuidad eléctrica entre el vástago, cuerpo y bola.

- Doble “Block and Bleed”, con alivio interno automático y característica “Blow Out proof.”.
- Actuación manual con volante y caja de engranajes.
- Válvulas de seguridad DN 1” clase 300# x 1” clase 150#.
- Válvulas “check” de DN 6” y DN 12”.
- Una junta dieléctrica en la brida de entrada a la cañería de acumulación de gas, con cubre pernos y arandelas aislantes.
- Reducciones, codos, conexiones “T” y fittings en general en WBC gr. B., sch 40 o similar.
- Una chimenea de venteo, compuesta de una tubería vertical de aproximadamente 10m de altura, con cubierta de protección contra lluvia y otros contaminantes sólidos. El suministro incluyó la cañería de venteos de gas que llega a la chimenea desde la tubería de almacenamiento de gas, la que se encuentra aislada con una junta dieléctrica, con cubre pernos y arandelas aislantes, en la brida de llegada a la chimenea de venteo.
- Una válvula reguladora de presión con el objeto de reducir la presión de la tubería de almacenamiento hasta la presión de operación de la tubería de alimentación de gas. La válvula reguladora de presión es de ajuste automático, midiendo en forma continua la presión aguas arriba, para llevar la presión aguas abajo al valor de presión que esté dentro del rango de operación requerido por La turbina y la válvula es del tipo “self contained, con alivio de sobrepresión.

La válvula de regulación dispone además, de la siguiente instrumentación:

- Un transmisor de presión diferencial con válvulas de bola de aislamiento y manifold de cinco vías (aislamiento descompresión e igualación), para supervisión remota desde la Sala de Control.
- Un indicador de presión estática local con válvula de bola de aislamiento de manifold de dos vías (aislamiento y descompresión), localizado aguas abajo de las válvulas de regulación de presión.
- Un transmisor de presión estática con válvula de bola de corte y manifold de dos vías (aislamiento y descompresión), para supervisión remota desde la Sala de Control, focalizado aguas abajo de la válvula de regulación de presión.
- Un transmisor de posición del obturador de la válvula con salida de 4 a 20 mA.
- Una válvula de corte rápido de gas (“shut-off”), diámetro DN 6”, con válvula de bola en “by-pass” para compensación de presiones, con las siguientes características:
 - “Trunnion mounted”, de tres piezas. Diseño antiestático para continuidad eléctrica entre el vástago, cuerpo y bola.
 - Doble Block and Bleed”, con alivio interno automático y característica “Blow Out Proof”.
 - Actuación hidráulica manual local y remota, en forma indirecta a través de la presión del mismo gas de la línea, con tomas de gas aguas abajo y aguas arriba de la válvula, con estanque acumulador de gas de reserva y bomba hidráulica manual, del tipo “Rotary Vane” de SHAFER, o equivalente. El actuador además tiene seis (6) “Limit

Switch” o límites de carrera independientes, de los cuales tres deberán son de válvula abierta y tres de válvula cerrada.

- Válvulas y fitting para conexión de instrumentos e inyección de gas inerte. Todas las válvulas de bola del sistema de gas operadas por palanca, como por ejemplo las válvulas en by-pass de las válvulas de la línea principal, tienen las siguientes características:
 - Diseño antiestático para continuidad eléctrica entre el vástago, cuerpo y bola.
 - Característica “Blow Out Proof.
- Todas las líneas de gas que van enterradas están protegidas por un sistema del tipo “fusion bonded’ o de mantas termocontraíbles.

3.5 SISTEMA ELÉCTRICO

El equipamiento eléctrico de la estación de compresión y de descarga del gas almacenado consiste básicamente en:

- Implementación de la malla de puesta a la que se conectaron todos los componentes metálicos de los equipos mecánicos, los soportes para instrumentación y el “piping’, en este último caso a través de los soporte de cañerías y válvulas Además se cerro el circuito de puesta a tierra conectando por medio de un cable trenzado todas las uniones con bridas, a excepción de aquellas bridas que estuvieron dispuestas con juntas dieléctricas.
- Circuito de alimentación eléctrica a todos los equipos que lo requirieron.
- Instrumentación y control completo del sistema de almacenamiento de gas.

- Iluminación apta en la zona del sistema de almacenamiento de gas.
- Canalización eléctrica para fuerza y control.
- Panel(es) local de fuerza y control.

3.6 MONTAJE DE TUBERÍAS

El montaje de los distintos componentes de los sistemas de cañerías se realizó en estricto acuerdo con lo indicado en los planos de disposición general de cañerías, planos de detalles y planos isométricos.

Antes de proceder al montaje de las cañerías, éstas fueron examinadas para verificar que no contengan elementos extraños en su interior, los cuales fueron removidos oportunamente.

Las incrustaciones, arena, polvo, trozos de soldadura, etc., se extraen mediante métodos adecuados, tales como escobilla de acero, aire comprimido, herramientas rotatorias, etc. Las soldaduras de terreno se efectuaron después de un cuidadoso alineamiento entre las piezas a unir, las que fueron ubicadas conforme a planos.

En las uniones enflanchadas se verificó exactamente la alineación y paralelismo entre los flanches, para lograr un buen ajuste de las empaquetaduras.



Figura 3.2: Soldaduras de Terreno

El torque de apriete de los pernos de las uniones enflanchadas, no deberá sobrepasar el valor recomendado por el fabricante para el tipo de empaquetadura en uso. El apriete se efectuará en secuencia de triángulo equilátero, girando según punteros del reloj.

Previamente se lubricaron los pernos y tuercas con brocha, para una mejor homogenización del lubricante. En caso de requerir reapriete, se hará, en forma secuencial, uno por uno, al torque recomendado.

La soldadura en todas las uniones con bridas deberá ser realizada sin la empaquetadura.

Montaje de tuberías enterradas

La zanja en la cual irá alojada la cañería y ductos eléctricos debe cumplir con lo siguiente:

- Tendrá el ancho mínimo para permitir el tendido de la tubería y ductos eléctricos, colocación e inspección de los fittings y soldaduras, y consolidación del relleno.
- El fondo de la zanja debe estar libre de piedras filudas o de gran tamaño y de materias extrañas como trozos de madera o metálicos y materia orgánica o vegetal.
- El fondo de la zanja deberá tener la pendiente mínima indicada para las cañerías en los planos de ingeniería de detalle y se deberá evitar quiebres bruscos.
- Antes de iniciar la excavación de zanjas, se deberá prever la presencia de cualquier tipo de instalaciones enterradas como ser otras cañerías, alcantarillados, conductos, etc. En la cercanía de estas instalaciones, se efectuará la excavación con elementos manuales (no con máquina) para evitar daños a las mismas.
- La distancia mínima de las cañerías a otras instalaciones enterradas será de 0,5 m. Para distancias menores, se debe contar con la autorización expresa de la Inspección Técnica de Obra (ITO).

Para el relleno de la zanja se deberá seguir el siguiente procedimiento, el que podrá ser completado o modificado en los planos respectivos:



Figura 3.3: Montaje de Tuberías Enterradas

- El fondo de la zanja deberá estar completamente seco y apisonado de modo de formar un lecho firme.
- En el fondo de la zanja se colocará una capa de arena sin cribar compactada con un espesor mínimo de 200mm bajo la cañería, hasta una altura de 150mm sobre ésta.
- A continuación se completará el relleno con material de a excavación compactado por capas de 200mm horizontales. La compactación se hará con compactador de impacto de peso superior a 80kg, dando 4 golpes por punto 0, en su defecto, 5 pasadas de placa lisa vibratoria de peso estático superior a 200kg.

Deberá señalizarse las cañerías enterradas mediante letreros adecuados, ubicados por lo menos uno en cada vértice y uno en el centro de cada tramo

recto. Cada letrero indicará el fluido, la profundidad y el diámetro de la cañería.

3.7 PRUEBAS DE TUBERÍAS EN TERRENO

Todas las tuberías de la planta fueron probadas a presión. Las pruebas se ejecutaron después que las cañerías hayan sido totalmente instaladas y antes que la red sea puesta en servicio.

Las pruebas fueron efectuadas con todas las uniones soldadas, atornilladas o enflanchadas, según sea el caso, a la vista y antes de colocar el aislamiento u otros recubrimientos. Como mínimo es necesaria una bomba, capaz de ejercer las presiones especificadas y equipada con una válvula de retención en la descarga y dos válvulas de alivio.



Figura 3.4: Bomba para Prueba a Presión de Tuberías

Las pruebas se efectúan contra flanches ciegos y no contra válvulas cerradas, excepto cuando sea expresamente autorizado.

Antes de efectuar las pruebas hidrostáticas se deberán ejecutar todas las reparaciones de soldadura que se requieran, de acuerdo a los controles de uniones soldadas aplicables según esta especificación. La limpieza de la tubería del pulmón de gas se realizó mediante un sistema de “scraper” o “chancho de arrastre”, para asegurar la máxima limpieza.

Presiones de prueba

Todos los sistemas de cañerías fueron probados hidrostáticamente a la presión de 1,5 veces la presión máxima de trabajo, en caso de ser con agua. Para prueba hidrostática con aire, nos remitimos a lo indicado por ASME VIII Div. 1.

En todos los casos la presión de prueba requerida deberá mantenerse por un tiempo suficiente para hacer una inspección de todas las uniones, juntas, etc., el cual será a lo menos de dos horas.

Excepciones y Limitaciones de las pruebas

Los venteos y drenajes no requieren pruebas de presión. Todas las válvulas, salvo indicación contraria, deberán estar en posición abierta para la prueba. El compresor no será sometido a pruebas de presión. Se deberán aislar todos aquellos equipos cuya presión máxima admisible sea inferior a la presión de prueba del sistema.

Precauciones, Preparaciones y Procedimientos

Debe considerarse el efecto de la presión al determinar las lecturas de los instrumentos. Es conveniente instalar los instrumentos de medición en los puntos bajos de los sistemas. Todos los venteos y otras conexiones que puedan servir de venteos, drenaje o limpieza deberán ser aislados para las pruebas.

Antes de aplicar la presión de prueba, todas las líneas o sistemas serán inspeccionados de modo de asegurarse que las partes conectadas y que no estén incluidas en la prueba, estén aisladas. Las líneas que contengan válvulas de retención serán probadas en forma tal que la presión sea comunicada en el sentido normal de flujo de estas válvulas. Si esto no fuera posible, las válvulas de retención serán temporalmente colocadas en posición invertida o serán aisladas de la prueba. Después que la prueba hidrostática se haya completado y aprobado, la presión del sistema será disminuida de modo de no dañar personal o equipos. El sistema será totalmente drenado del fluido de prueba. Todos los venteos estarán abiertos durante el vaciado para evitar succión en la línea. Todas las válvulas, juntas de expansión y otros equipos excluidos serán instalados una vez aprobada la línea o sistema.

3.8 PROTECCIÓN DE TUBERÍAS

Se debe proteger exteriormente todas las cañerías de acero al carbono que se instalen enterradas, semi-enterradas o a la intemperie, cualquiera sea el diámetro o el fluido a transportar.

Cualquier duda que se presente en relación con el uso y/o aplicación del material de protección deberá consultarse al proveedor del producto, quien junto con el jefe del proyecto determinarán la acción a seguir.

Protección de Tuberías a la Intemperie

Las cañerías instaladas a la intemperie serán protegidas exteriormente de acuerdo a procedimientos establecidos en el procedimiento de preparación superficial y pintada, que mencionaremos mas adelante.

Protección de Cañerías Enterradas

Después del arenado, como protección anticorrosiva se aplicó un recubrimiento del tipo “fusion-bonded” (**fbe**) de un espesor mínimo de 14 mils, recubrimiento tricapa de espesor Standard.

Las uniones soldadas llevaron como protección mantas del tipo “Waxtape”

Las protecciones señaladas anteriormente, en el caso particular de este sistema de gas, fueron aplicadas por el suministrador de los productos.

3.9 OBRAS CIVILES

Procedimiento de Movimiento de Tierras

Se establecieron las metodologías que se utilizaron en las actividades de movimiento de tierras, como parte de los trabajos en la ejecución del proyecto, asegurando de esta manera la correcta ejecución de las actividades.

Cobertura

Cubre todos los trabajos de movimiento de tierras a realizarse en la ejecución del Proyecto, comprende el corte y remoción de pavimentos, excavación, disposición y colocación del material producto de la excavación, disposición y colocación del relleno a emplear.

Definiciones

a. *Movimiento de Tierras:*

Comprende toda actividad que produce remoción y modificación del relieve topográfico con fines de construcción, edificación o mejoramientos necesarios para hacer cumplir los niveles indicados en los planos. Son del tipo corte o excavación, relleno y eliminación de material excedente.

b. *Corte de Pavimentos:*

En esta etapa, se procede al corte del concreto o asfalto con equipo adecuado para luego ser removido con facilidad y obtener la dimensión y forma geométrica deseada sin afectar el sector adyacente.

c. *Relleno:*

Consiste en restituir niveles antes rebajados o deficientes por la misma naturaleza, en lugares o sectores requeridos para cumplir con los niveles especificados en el proyecto.

d. *Botaderos:*

Lugares o áreas de terreno destinados para la acumulación de material inadecuado o excedente proveniente de las excavaciones.

e. Tapada:

Material de relleno compactado colocado sobre el lomo de la tubería hasta el nivel de terreno natural o el requerido.

f. Fosa de Trabajo:

Excavación con sección de dimensiones mayores, ubicada en lugares donde se realice la soldadura en zanja.

Las dimensiones de la fosa de trabajo para facilitar las labores de maniobrabilidad se hicieron igual al diámetro exterior del tubo incluido el revestimiento o cualquier protección mecánica más un ancho adicional de 1.0m a cada lado de la tubería y 2m a lo largo de la tubería.

Ejecución

Excavaciones

Se determinó la metodología de excavación para cada tipo de sección, ya sean excavaciones manuales o excavaciones con maquinaria, dependiendo del tipo de suelo o terreno a excavar según las circunstancias y/o condiciones.

a. Profundidad de la zanja:

Las excavaciones serán hechas sobre la base del perfil longitudinal y tendrán una tapada como mínimo de 1.20 m medidos hasta la parte superior de las tuberías enterradas. En caso de realizarse tapadas menores a 1.20m, el material de relleno a emplear será compensado con suelo cemento o concreto, sólo donde se demuestre que sea factible y tenga la aprobación de ETEVENSA.

b. *Ancho de la zanja:*

La base de la zanja tendrá un ancho mínimo igual al diámetro exterior del tubo incluido el revestimiento y cualquier protección mecánica más un ancho adicional de 20cm a cada lado de la tubería.

c. *Paredes de la zanja:*

Las paredes de la zanja no deben mostrar puntos sobresalientes para evitar daños al revestimiento de las tuberías cuando éstas sean bajadas.

De encontrarse con suelos blandos (arenas, rellenos) se procederá preferentemente a zanjar configurando el talud natural del suelo encontrado y excediendo la profundidad requerida en planos con el fin de poder absorber un eventual desmoronamiento facilitando así la etapa constructiva.

d. *Fosas de trabajo:*

En lugares donde se realice trabajos de soldadura en zanja se ejecutará fosas de trabajo para facilitar la soldadura colocando además mantas. Las fosas de trabajo preferentemente deben permanecer secas. Las dimensiones de las fosas de trabajo serán las adecuadas de forma tal que permita la comodidad del personal en los trabajos a llevar a cabo.



Figura 3.5: Fosa de Trabajo

En caso de ser necesario, estas fósas serán adecuadamente apuntaladas o reforzadas de acuerdo con las recomendaciones de seguridad aplicables.

e. De las interferencias:

En lugares donde existan interferencias, la excavación se realizará hasta una profundidad y distancia aceptada por las normativas vigentes, en las proximidades de la interferencia la excavación se realizará manualmente cuidando de no dañarla. De ser necesario las interferencias deberán protegerse y/o asegurarse convenientemente.

De presentarse interferencias con un sistema de desagüe o alcantarillado, la línea de distribución de gas tendrá que cruzar preferentemente por encima de dichas interferencias, la distancia libre entre la parte inferior de la línea y la superior de los sistemas de desagüe o alcantarillado será determinada de acuerdo a los estudios correspondientes.

Procedimiento de Relleno y Compactación

Este procedimiento define el método para realizar el relleno y compactación como parte de la ejecución del proyecto, de tal forma que asegure la correcta ejecución de la actividad.

Cobertura

Aplicable a todas las actividades de relleno y compactación que se ejecuta en el proyecto. Este control es indispensable y necesario para certificar que un relleno compactado este ejecutado de acuerdo a las especificaciones técnicas aprobadas del proyecto.

Definiciones

a. *Relleno:*

Material de préstamo o propio de la obra, que se depositará y esparcirá por capas con un adecuado y previo humedecimiento, antes de su correspondiente compactación hasta el nivel especificado en el proyecto, este material tiene que cumplir con las exigencias del proyecto.

b. *Relleno estructural:*

Estos son los rellenos de las zanjas localizadas bajo veredas, pavimentos y otros, incluyen el relleno de arena previamente compactada y la arena estabilizada debajo de la losa de fundación de concreto.

c. *Relleno no estructural:*

Relleno de zanjas localizados bajo jardines y bermas de tierra, este relleno estará formado con el mejor material proveniente de la excavación.

d. Arena para relleno:

Esta corresponde a arena que puede utilizarse para propósitos de recubrimiento de las líneas de tubería hasta llegar al nivel superior de la línea tangente, como está indicado en los planos y detalles típicos aprobados para construcción.

Actividades previas

Antes del relleno de la zanja, se asegurará que los trabajos previos requeridos han sido culminados, así como también tomará en cuenta las actividades que forman parte del proceso de relleno (triductos, cinta de advertencia, etc.). Antes de ejecutar cualquier capa de relleno compactado se verificará que la superficie del terreno que recibirá el material de relleno esté limpia y libre de material extraño. Asimismo, el material a usarse para el relleno deberá cumplir los requisitos exigidos por las especificaciones del proyecto.

Replanteo de la Línea:

Antes de iniciar la actividad de Relleno y Compactación, se tomará mediciones relacionadas a:

Posición de la Línea.

Revestimiento de la tubería.

Ubicación de las juntas de soldadura.

Determinación y posición de cada cambio de dirección.

Ubicación de las interferencias.

De los Bancos de Prueba:

Los Bancos de Prueba serán conformados preferentemente en lugares in-situ sobre la línea de distribución de gas.

Relleno y compactación:

El relleno de la zanja se realizará con material proveniente de la excavación y de préstamo, extrayéndose y eliminándose previamente todo tipo de desperdicios orgánicos e inorgánicos, así como piedras que por su tamaño impidan una adecuada compactación y residuos de pavimentos y veredas demolidos.

Según la procedencia del material el relleno puede ser:

- **Relleno con material propio:**

El material proveniente de la excavación de la zanja, el cual a medida que se vaya extrayendo se colocará como relleno, de ser necesario este material será limpiado, clasificado, no debe tener contaminación de materiales orgánicos y las piedras de mayor tamaño se eliminarán por zarandeo o manualmente.

- **Relleno con material de préstamo**

Es el material selecto y /o seleccionado transportado a la zona de trabajo para ser utilizado en obra y que reúne las características apropiadas para el recubrimiento relleno y protección de la tubería y/o estructuras.

- a. **Cama de apoyo y relleno alrededor de la tubería**

El material colocado en el fondo de la zanja tiene por finalidad brindar soporte en forma uniforme al área sobre la que descansa toda la tubería. El

relleno para cama de tubería será de un espesor mínimo de 20cm, su compactación se realizará con su humedad óptima, utilizando equipo mecánico adecuado, su densidad no debe ser menor de 80% según norma ASTM D 1556. Una vez instalada la tubería, se rellenaría hasta unos 25cm por encima del tubo. El material de relleno será colocado en capas no mayores de 30cm de espesor y humedecidos uniformemente, para luego ser compactados. El material usado en esta etapa será suelo fino o arena libre de objetos duros (piedras gravas, material que ha sido roto, etc.) que podrían dañar el revestimiento.

b. Compactación del relleno:

Salvo en zonas agrícolas el material de relleno será colocado en capas consecutivas con espesores no mayores a 30cm y humedecidos uniformemente, para luego ser compactados.

3.10 PROCEDIMIENTOS DE INSTALACIÓN Y PRUEBAS

3.10.1 Bajada de Tuberías

En esta parte del informe definiremos las previsiones y/o planificaciones para efectuar la bajada de las tuberías bajo claros criterios de proceso controlado y asegurar de este modo la calidad del mismo.

Cobertura

Aplicable desde la planificación de ejecución de calicatas (identificar posibles interferencias) hasta la ejecución y término de la bajada de las tuberías.

Definiciones

a. *Deslizar tubería:*

Está referido a la acción por el cual se desplaza la tubería, sobre elementos que evitan el contacto de éste con el terreno natural, tales elementos serán rodillos que permitan por efecto de rodadura desplazar la tubería al lugar planificado para su instalación.

Ejecución

Calicatas de exploración:

Se determinará la ejecución de calicatas de exploración con la finalidad de detectar posibles interferencias a la línea de gas.

Previsión del trazo del perfil de la tubería:

Identificadas las interferencias, su frecuencia, profundidad y tipo; se procederá al análisis correspondiente con el cual se planificará el perfil del tramo en toda la zona de interferencias. Los criterios a tomar en cuenta serán las siguientes:

a. Optimización de los trabajos de excavación:

Está referido al hecho de evitar sobre excavaciones. De este modo pueden ser sorteadas interferencias no muy profundas aprovechando la flexión natural de la tubería.

b. Minimizar las curvas:

Se deberá minimizar las curvas, para una adecuada instalación.

c. Mantener profundidad establecida:

Se deberá mantener la profundidad mínima establecida de la tubería (Tapada = 1.20m).

d. Tratamiento óptimo de interferencias

Detectada las interferencias se hará un análisis global del trabajo de excavaciones y bajada de las tuberías, bajo la premisa de optimizar el uso de los recursos, considerando minimizar el impacto ambiental que esta instalación pueda provocar en las actividades habituales de la zona y asegurar el cumplimiento de los requisitos de calidad contractuales.

Deslizamiento de carillones:

Se procederá al empleo de rodillos para deslizar los carillones y lograr su ubicación en los lugares de bajada.

Consideraciones del tipo de terreno:

Las calicatas efectuadas además de identificar ubicación de posibles interferencias también permiten identificar el tipo de terreno.

3.10.2 Trabajos de Soldadura

Se define la metodología que se empleará durante los trabajos de inspección de la soldadura a efectuarse en obra.

Cobertura

Se aplica a los trabajos de supervisión de soldadura, ejecutadas en campo, desde el alineamiento de las tuberías, preparación de las juntas a soldar hasta la verificación de todos los ensayos requeridos por la especificación del proyecto.

Ejecución

Alineamiento de tuberías:

- Para efectuar el alineamiento de tuberías se podrá hacer uso de grúas y/o camión grúa, siempre que el mismo se ajuste a las necesidades del área, capacidad de carga y cumpla con los requerimientos de seguridad establecidos por el proyecto.
- De resultar necesario realizar un giro de la tubería para el alineamiento de la costura longitudinal de la misma, esta operación o maniobra se efectuará con la “faja de ahorque”, que consiste en posicionar el ojo de la faja para obtener la rotación adecuada del tubo a instalar. La faja de operación debe ser tal que evite el daño del revestimiento y cumpla con las exigencias de seguridad de la carga.
- Las tuberías quedarán a una altura de 50cm para que los soldadores tengan la comodidad necesaria para el soldeo.
- Durante el alineamiento de las tuberías se debe tener en cuenta la ubicación de la costura longitudinal de los tubos, verificándose que estén alternados entre el 1º y 4º cuadrante, separados 10pulgadas, tal como se señala en el gráfico (tubería lineal).
- Para empalmes de soldadura entre una tubería curvada y una recta, se tendrán las siguientes consideraciones respecto a las costuras longitudinales del tubo:
 - a) ***Tubería recta.***- La ubicación de la costura longitudinal del tubo, siempre coincidirá con el lomo de la tubería.

- b) *Tubería curvada.***- La ubicación de la costura longitudinal del tubo, siempre estará de acuerdo al tipo de curva.

Inspección de soldadura:

1) Antes:

- Todas las soldaduras deben ser ejecutadas de acuerdo con los procedimientos de soldadura aprobados.
- Verificar el cumplimiento de la preparación de la junta con el procedimiento de soldadura.
- Durante el armado de la junta a soldar, verificar que la zona a soldar se encuentren limpios (2 pulg. a cada extremo de la tubería) de pintura, grasa, oxido y otras impurezas que puedan contaminar la soldadura.
- Contar con medidores de temperatura.
- Verificar que las condiciones ambientales del soldeo sean las más adecuadas, de ser necesario se contará con carpas para la protección de vientos y/o lluvia.
- Para empalmar tuberías de diferentes espesores, se llevará a cabo las preparaciones de los biseles de acuerdo con los lineamientos de la Norma ASME B31.8.

2) Durante:

- Verificar el buen manipuleo del metal de aporte, manteniéndose en las condiciones que recomienda el fabricante del producto.
- Verificar que se este realizando la limpieza entre cada pase de soldadura.

- Verificar que la temperatura de precalentamiento sea $\geq 100^{\circ}\text{C}$ en el pase de raíz y pase en caliente.
- Las grampas serán removidas cuando se complete el 50% de la soldadura en el pase de raíz.
- La tubería no deberá ser levantada o movida durante la soldadura.
- Luego de soldar el primer pase de relleno y en la espera de los siguientes pases preferentemente se cubrirán la soldadura usando mantas para evitar un rápido enfriamiento.
- Cuando por circunstancias ajenas al soldador, no se concluye con los pases de relleno y acabado. Estas se complacen en la siguiente jornada de trabajo (siguiente turno, siguiente días de trabajo, etc.), sin descuidar que, solo se puede dejar una soldadura para la siguiente jornada, cuando se haya completado con un pase de relleno. Para continuar con la soldadura en la nueva jornada de trabajo se precalentará la junta a 100°C .
- Se verificará el 10% de los parámetros eléctricos de soldadura, conforme el procedimiento aprobado.

3) Después:

- Las juntas parcialmente soldadas en el pase de raíz no serán movidas o bajadas a la zanja y precalentar antes de reiniciar los trabajos de soldadura.
- Verificar visualmente el acabado y las dimensiones del cordón de soldadura.
- El 100% de las juntas soldadas serán evaluadas a través de END.

- Los criterios de aceptación para la inspección visual y los END de la soldadura del gasoducto estará de acuerdo con el estándar API 1104-99.
- Al final de cada jornada, los extremos de cada tramos de tubería se taparan para evitar el ingreso de elementos extraños a la línea de gasoducto.

Cruces con interferencia y empalmes especiales:

Para los cruces y empalmes especiales se tomará las siguientes consideraciones:

- Las juntas por soldar en los empalmes se realizaran preferentemente dentro de la zanja, para esto la zanja tendrá dimensiones especiales para dar facilidades al soldador.
- Culminado el soldeo de la junta se realizará el Ensayo No Destructivo (END) a la brevedad del tiempo.

Registro de datos de soldadura:

Sobre la tubería y en el lado visible de cada junta soldada se anotará el código del soldador por cada lado (izquierdo, derecho) considerando lado izquierdo o derecho, el que resulte mirando en la dirección del flujo, la que contendrá la siguiente información:

Código de los soldadores izquierdo y derecho (por pase)

Código de junta

Fecha de soldadura

Número de tubo

Los trabajos de soldadura que se realicen en una jornada diaria, deberá evaluarse y registrarse en el formato correspondiente.

3.10.3 Instalación de Mantas

Se define las acciones relacionadas con la instalación de mantas termocontraíbles y la reparación de tuberías.

Cobertura

Este procedimiento es aplicable a la actividad de instalación de mantas termocontraíbles, juntas de soldadura realizadas en campo y reparación del recubrimiento dañado en tuberías y juntas de campo.

Definiciones

Manta termocontraíble.

Elemento de protección que se instalará sobre las juntas de unión soldadas o sobre las zonas dañadas del revestimiento, de acuerdo a las especificaciones del fabricante.

Línea

Se le denomina a la unión de dos o más tubos que conforman un tramo o unión de varios tramos.

Ejecución

Preparación superficial:

- **Previo al arenado o granallado:**

Se efectuará limpieza o retiro de grasas y/o cualquier otro material extraño, del área de metal expuesto y zona adyacente del revestimiento que irá cubierta con manta termocontraíble.

Se verificará el biselado del revestimiento del tubo en los extremos de línea adyacente a la junta, en caso de no estar biselado, biselar el mismo con un ángulo preferentemente de 15° o con un máximo de 30° respecto de la horizontal.

- **En el arenado o granallado:**

Se recomienda precalentar el metal expuesto a 60°C, siempre que las condiciones ambientales así lo ameriten. Para la preparación de la superficie del metal de acero, estaremos empleando arena o escoria de cobre.

La preparación superficial del metal de acero se hará hasta alcanzar el grado SSPC-SP 10 (Metal casi blanco) o SIS 055900-SA 2 ½.

Cuando se realice la limpieza con escoria de cobre, se deberá usar un elemento para decepcionar la escoria residual. Preparar ligeramente el revestimiento adyacente a la junta soldada, por lo menos 100mm por lado, quitándole el brillo para obtener una rugosidad que mejore la adherencia.

La rugosidad de la superficie metálica tendrá como mínimo 40 micrones. Se controlará la rugosidad mediante medidores y comparadores visuales de rugosidades que se detallan en el cuadro siguiente:

CUADRO N° 3.1 Control de la rugosidad según el tipo de inspección

TIPO DE INSPECCIÓN	EQUIPO	ENSAYO A REALIZAR
Inspección Visual	Manual comparador (según ISO 8501, SIS 055900)	Según requerimientos.
Inspección Instrumental	Reloj comparador de rugosidad Cinta Testigo Press – O Film	Una junta por día.

La verificación visual de la preparación superficial será por medio del Comparador y se aplicará a todas las juntas.

La verificación de la rugosidad por medio instrumental será realizada en aquellas juntas ejecutadas durante la jornada de labor previamente seleccionada por la supervisión de Etevensa, sea esta dentro o fuera de la zanja. Si los resultados de las pruebas están dentro de lo permisible (ver equivalencias cuadro N° 3.2 no se requerirán realizar más pruebas por ese día, y se adosarán los sticker al registro en el Ítem respectivo, caso contrario se procederá a reprocesar la junta hasta alcanzar su grado de rugosidad.

CUADRO N° 3.2 Valores mínimos de rugosidad

UNIDAD	RANGO DE MEDICIÓN DEL EQUIPO	VALOR MÍNIMO DE RUGOSIDAD ACEPTADO
Mills	1.5 a 4.5 mills	≥ 1.6 Mills
Micrón	37.7 a 112.5 Micrones	≥ 40 Micrones

Remover bien el polvo y el material remanente antes de la instalación de la Manta termocontraible.

Preparación del Primer Epoxy:

En la preparación del Primer epoxy Raychem S 1239 se deberá tener cuidado de:

- Realizar el mezclado de los componentes por un tiempo aproximado de un (1) minuto, teniendo cuidado de obtener una mezcla homogénea.
- La mezcla una vez preparada tendrá una duración aproximada de 30 minutos a una temperatura de 23°C.
- El Primer epoxy debe ser usado mientras la mezcla se encuentre líquida.
- Para un fácil mezclado y manipuleo, el Primer epoxy debe ser usado a una mínima temperatura de 18°C.
- La dosificación en el mezclado de los componentes del Primer epoxy será en volumen, como lo muestra el cuadro siguiente:

CUADRO N° 3.3: Dosis para el mezclado de los componentes del Primer epoxy

COMPONENTES	VOLUMEN
A	2
B	1

Aplicación de manta termocontraible:

- Precalentar la superficie del metal y del revestimiento de línea hasta alcanzar una temperatura no menor de 60°C ni mayor a 100°C para asegurar una buena adherencia.
- Verificar la temperatura de precalentamiento con termómetro, evitar el uso de lápices o indicadores que contaminan la superficie.
- Una vez obtenido la temperatura se aplicará la mezcla de Primer Epoxy sobre el metal desnudo, y sobre el revestimiento de la línea adyacente a la junta, utilizando un aplicador apropiado.
- La aplicación del Primer Epoxy debe sobrepasar el ancho de la manta a instalar en aproximadamente 20mm por lado.
- Verifique que la superficie donde se debe instalar la Manta termocontraible este totalmente recubierta y en forma homogénea con el Primer Epoxy.
- Inmediatamente después de la aplicación del Primer Epoxy, y mientras la película del Primer este húmeda, coloque la manta termocontraible, centrándola sobre la unión soldada y envuélvala flojamente, dejando una separación aproximada de 25 mm entre la tubería y la manta. El borde con los ángulos recortados debe ubicarse en las “10” o las “2”, posición del reloj en la sección de la tubería. La superposición o traslape de la junta de cierre debe ser de por lo menos 50 mm.

- Se aplicará el parche de cierre sobre el traslape, calentándolo en la parte del adhesivo por 1 ó 2 segundos, con fuego directo. Colocarlo centrado sobre el borde expuesto en el final de la manta termocontraible.
- Una vez instalado en la junta de cierre (traslape) de la manta termocontraible caliéntelo de un extremo a otro aplicándole una presión uniforme para asegurar una buena adherencia y eliminar el aire atrapado con el rodillo. El “tramado del tejido” del parche de cierre se mostrará visible, como indicativo de que el mismo ha sido calentado hasta la temperatura mínima requerida.
- Comience a calentar a partir del centro de la manta termocontraible y hacia uno de sus extremos, calentando en forma circunferencial alrededor de la tubería y en constante movimiento para evitar que la manta termocontraible se queme, luego ir hacia el otro extremo. Evite mantener la llama perpendicular a la manta termocontraible.
- Asegúrese que toda la manta termocontraible ha sido uniformemente calentada y contraída firmemente alrededor de la tubería.
- La posibilidad de atrapar aire, puede evitarse, pasando el rodillo sobre la manta termocontraible, inmediatamente después de que la misma ha sido contraída sobre toda la superficie y mientras se encuentra aún caliente y blanda expulsando las burbujas de aire.

Inspección y pruebas de instalación:

Se verificará la correcta instalación de la manta termocontraible, mediante las siguientes pruebas o controles:

Inspección visual:

La manta termocontraible será inspeccionada visualmente, debiéndose comprobar lo siguiente:

- La inspección de la junta será efectuada luego que la manta termocontraible y la tubería han alcanzado una temperatura de 23°C.
- El perfil del contorno de la soldadura deberá ser identificable a través de la Manta termocontraible.
- Los extremos de la manta termocontraible estarán firmemente adheridos al revestimiento de línea.
- No debe haber extremos levantados.
- Se observará que el adhesivo termoplástico hay fluido por ambos extremo de la manta termocontraible.
- La manta termocontraible deberá presentar un aspecto uniforme, no debiendo existir huecos, puntos fríos, burbuja, cortes, quemaduras ó agujeros.
- En caso de presentar bolsas de aire, la instalación de la manta será aceptable si cumple simultáneamente las siguientes condiciones:
 - La dimensión de algunos de estos defectos no deberá exceder los 10 cm².

- La sumatoria de dichos defectos deberá ser menor a un 5% de la superficie cubierta por la manta.
- No debe haber signos de elementos extraños atrapados en el adhesivo debajo de la manta termocontraible.
- La superposición de la manta termocontraible sobre el revestimiento de línea adyacente deberá de ser de por lo menos 50 mm en cada extremo.
- Se podrán movilizar las secciones con mantas instaladas luego de efectuado la prueba de adherencia de modo satisfactorio.

Prueba de adherencia:

Para efectuar la prueba se deberá tener las siguientes consideraciones:

- El ensayo se efectuará a la mañana siguiente de aplicación de la manta termocontraible, considerando ensayar en un tiempo mínimo de 15 horas.
- La frecuencia del ensayo será “de una prueba” por trabajo ejecutado en una jornada por un mismo equipo de revestidores calificados.
- La inspección de adherencia será verificada preferentemente y de ser posible a una temperatura de la manta termocontraible de 23°C (ambos, tubería y Manta termocontraible, deberán encontrarse a dicha temperatura).
- Se cortarán 2 tiras de 25 x 120mm, perpendicularmente al eje de la tubería con una navaja (posición de inicio; horaria de 9 ó 3), una en el

área que se encuentra entre la soldadura circunferencial y el revestimiento de línea, y otra sobre el revestimiento de línea.

- Se removerán manualmente los primeros 30-40mm del borde de la tira, utilizando un destornillador, donde será colocada la grapa.
- Se ajustara el dinamómetro para la realización de la prueba de adherencia, al borde de la tira del prueba y se instalará la grapa para la prueba respectiva.
- Tomando el dinamómetro con ambas manos, se empleará una fuerza firme de 3kg, con un ángulo de 90° con respecto a la circunferencia de la tubería, manteniendo la carga por 60 segundos. La distancia de desprendimiento no deberá superar los 100mm, siempre manteniendo el sentido del ángulo de tirado. Si el resultado fuera positivo, se adosará un sticker al registro, en el Item respectivo.
- Si la prueba de adherencia resultara con valores de desprendimiento superiores a los 100mm, esto indicará que la manta queda invalidada, en estos casos se procederá a realizar la prueba a otra manta de la misma jornada y del mismo equipo de instaladores, y se decidirá lo siguiente:
 - Si el resultado diera lo mismo, se procederá a efectuar el ensayo sobre todas las mantas instaladas por el mismo equipo y en la misma jornada de trabajo.
 - Si el resultado estuviera dentro de lo permisible en la segunda manta, se validarán las mantas instaladas.

Una vez que la instalación y/o reparación de mantas este terminado, se deberá realizar la prueba de “Holiday Detector”.

El voltaje de detección máximo recomendado será: 5kV por cada mm de espesor del recubrimiento mas 5kV. En nuestro caso, para el espesor de 2.5mm corresponde 17.5kv, SKANSKA usará 20kv.

Si existe un defecto, marcar el orificio con un marcador adecuado, como tiza, crayola, para identificar el área que luego será reparada. Confirmar que la reparación es aceptable utilizando un Holiday Detector.

Reparación del recubrimiento de juntas y tuberías:

En las reparaciones del recubrimiento se deberá tener cuidado, que la zona a ser reparada deberá presentar una superficie rugosa sin brillo, tal que permita una buena adherencia, la que será obtenida por medios mecánicos (lijado, limado y /o esmerilado), especialmente cuando se aplique parche.

a. Sistema de reparación de SOCORIL:

Los daños y defectos encontrados en el revestimiento serán evaluados según los criterios mostrados en el siguiente cuadro:

CUADRO N° 3.4: Sistema de reparación de Socoril

I. DEFECTOS QUE NO ALCANZAN AL METAL			
TAMAÑO DEL DEFECTO	LONGITUD DEL DEFECTO	ESPESOR DEL RECUBRIMIENTO	TIPO DE REPARACION
Menores de 100 cm ²	-----	≥ 70 % de lo especificado	Ninguno
Hasta 300 cm ²	Máximo : 50cm	< 70 % de lo especificado	Perp. Melt Stick
Hasta 2cm de ancho	Perímetro <ul style="list-style-type: none"> • Máximo todo el perímetro Longitudinal <ul style="list-style-type: none"> • 30cm de longitud máxima 	< 70 % de lo especificado	Manta Termocontraible Raychem
II. DEFECTOS CON EXPOSICION DE METAL			
TAMAÑO DEL DEFECTO	LONGITUD DEL DEFECTO	ESPESOR DEL RECUBRIMIENTO	TIPO DE REPARACION
Hasta 200 cm ²	Máximo : 15 cm	< 70 % de lo especificado	Perp. de Reparación y Mastic N° S1137
De 200 cm ² a más.	Perímetro <ul style="list-style-type: none"> • Máximo todo el perímetro Longitudinal <ul style="list-style-type: none"> • 30cm de longitud máxima 	< 70 % de lo especificado	Manta Termocontraible Raychem

Se iniciará el proceso de reparación limpiando el área dañada de grasa, aceite, agua o polvo y/o como indique el fabricante en su instrucción técnica del producto que será utilizado en la reparación.

Una vez terminado, se deberá probar el área con un Holiday Detector.

b. Sistema de reparación RAYCHEM:

Para ejecutar reparaciones sobre el revestimiento de polietileno deteriorado se debe realizar los siguientes pasos:

- Para deterioros pequeños que no llegan a la superficie de acero desnudo, usar el Raychem PERP MELT STICK.
- Para deterioros prolongando al metal desnudo y no excediendo 12” (300 mm.) de ancho, usar el SISTEMA Raychem PERP de Reparación y Mastic S 1137.
- Para deterioros mayores a 12” (300mm), usar una Manta termocontraible Raychem.

Analizando el tamaño del deterioro por diámetro del tubo, se recomienda usar Raychem PERP Sistema de Reparación, si el deterioro es hasta 25% del perímetro del tubo. Si es más grande, entonces será utilizada una manta termocontraible. Los mismos criterios pueden ser usados en el caso analizar el deterioro por su área. Si el deterioro es de un 25% de la superficie del tubo para una longitud de tubo dado, se recomienda usar el Raychem PERP Sistema de Reparación. Si es más grande, entonces una manta termocontraible sería utilizada.

Realizado las reparaciones el tiempo necesario para proceder a manipular o bajar la tubería será el siguiente:

- **Pert melt stick y /o Mastic S 1137 (parche):** dejar enfriar en forma natural hasta que se alcance la temperatura de 45 °C, y luego proceder

a enfriar con agua hasta reducirla a 30°C, logrado ese objetivo la tubería puede ser manipulada.

- **Manta:** Para proceder a tapar la tubería se deberá contar con los ensayos de adherencia aprobados.

En todos los casos, es importante seguir estrictamente las Instrucciones de Instalación de los productos a ser utilizados.

Registro de datos:

Las instalaciones de mantas termocontraíbles efectuadas diariamente deberán ser verificadas y registradas. Manteniendo de esta manera un control sobre todas las juntas de soldadura protegidas. Se deberán registrar también la toma de rugosidad, ensayos de adherencia y pasadas del Holiday Detector.

Equipos e instrumentos:

Se empleará una bomba de presurización con múltiples pistones y rango variable de operación de hasta 4500 PSI para el llenado con agua de la línea de tubería.

3.10.4 Preparación Superficial y Pintado

Se define el método a emplear en la preparación superficial y pintado a aplicar en la fabricación, instalación y montaje de equipos y componentes.

Cobertura

El presente procedimiento es aplicable a la actividad de arenado y pintado establecidos según especificaciones técnicas de obra.

Definiciones

Preparación superficial

Actividad que consiste en remover la superficie metálica de manera eficiente y rápida con un chorro continuo de arena, escoria o perdigón, proceso que generalmente se aplica en el caso de superficies nuevas.

Especificación SSPC –SP1 Limpieza con Solventes

Se basa en la acción de solventes, emulsiones o compuestos para lograr la limpieza.

Se usa para remover grasa, polvo y otras materias contaminantes.

No se elimina: herrumbre, escamas de oxido, escamas de laminación, ni residuos de pintura vieja.

Especificación SSPC –SP6 Limpieza a metal blanco con chorro a presión

Eliminación de escamas de laminación, herrumbre de oxidación, pintura o materia extraña por medio de chorro de arena o granalla hasta obtener una superficie metálica de color uniforme blanco grisáceo.

Ejecución

Control previo al inicio del proceso

Para iniciar y habilitar las actividades de protección superficial, el responsable de la función de control de calidad, deberá verificar lo siguiente:

- El medio y sector donde se llevara a cabo el sistema de protección y pintado, techos, condiciones del clima (lluvias, vientos) trabajos de

altura, etc. Se deberá comprobar que la humedad relativa no exceda el 80 %

- Selección de la pintura y método de aplicación
- Método propuesto de limpieza para obtener el grado de rugosidad y acabado superficial indicado por la especificación técnica de la pintura, en ningún caso no será menor a la preparación al metal blanco.
- Asegurar la participación de operación calificados en el arenado y la aplicación del sistema de pintado.
- Empleo de normas de seguridad y personal calificado para la manipulación de los equipos.
- Definición de los parámetros controlables: como presión, temperatura, humedad relativa, etc.
- Entendimiento del sistema aplicable, componentes participantes, proporciones, definición del espesor final de capa según especificación contractual, tiempo de secado, del curado, de la inspección y pruebas.

Preparación superficial

Para llevar a cabo un adecuado control de calidad en la aplicación del sistema de pintura se verificara que todos los elementos metálicos a ser pintados deberán ser habilitados cumpliendo las siguientes condiciones:

- Cuenten con la liberación aplicable al proceso de prefabricado, control por ensayo no destructivos, etc.

- El método de preparación superficial será equivalente al metal blanco SP-5
- Las piezas a ser pintadas no presentaran en su superficie salpicaduras metálicas, rebabas, hendiduras, cordones de soldadura incompletos, falta de plantillados finales, etc. en el caso de tener tales signos, estos deberán ser eliminados previamente, antes de dar inicio al proceso de preparación superficial.
- La superficie metálica (acero) deberá estar limpia de todo signo de concreto, asfalto y aceite o grasa.
- Asegurar que cada brida, en particular las superficies estriadas estén apropiadamente protegidas contra el arenado o granallado, y los trabajos subsecuentes.

Verificación y Control del arenado o granallado

Es el seguimiento a la actividad de limpieza que será realizada antes, durante y después:

Antes de la limpieza se deberá proceder a :

- Seleccionar el tipo de rugosidad y acabado superficial a obtener.
- Verificar la composición de la arena o granalla a usar, deberá ser tal que no se contamine la superficie a limpiar.
- Proteger todas las instalaciones y áreas circundantes, en caso se realice la limpieza dentro de los ambientes.
- Toda placa de identificación del fabricante será desmontada previo a la limpieza, y terminado la aplicación de la pintura será nuevamente instalado.

- Todo proceso de limpieza se realizara cuando la temperatura del metal sea 3°C mayor que la del punto de condensación del aire ambiente.

Durante la limpieza:

Dentro de las instalaciones:

- Se controlara que ningún grano de arena o granalla alcance los tubos durante el proceso de limpieza.
- Se protegerá toda abertura no sellada.
- Toda estructura no metálica será protegida.
- Se protegerá toda válvula, regulador, y otros dispositivos como filtros durante el proceso.

Fuera de las instalaciones:

- El arenado o limpieza no podrá ser realizado si la humedad relativa excede a 80%.
- La limpieza por aire a presión será realizada por medio de aire comprimido libre de aceite y agua.
- Se mantendrá protegido la zona donde se realizara la limpieza tal de no contaminar el medio ambiente.
- Se controlara periódicamente el tamaño de grano de la arena o de la granalla.

Terminando la limpieza:

- Se procederá a limpiar las superficies a recubrir de todo residuo de la limpieza como arena o granalla.

- Se verificara que la superficie a recubrir haya alcanzado el grado de limpieza requerido.
- Se mantendrá por un tiempo máximo de 3 horas la superficie arenada o granallada al medio ambiente, sin recubrir.

Toda vez el arenado se encuentre conforme a la especificación técnica de obra, el responsable del control de calidad completara el registro respectivo, además de establecer el listado de elementos metálicos que deben pasar inmediatamente al pintado.

Sistema de pintado

Aspectos generales del sistema de pintado

Consiste en la definición del método integral de la forma de preparación superficial y el proceso integral de pintado, numero de capas, espesores secos parciales y totales, concordantes a las especificaciones técnicas de protección superficial aplicables y hojas técnicas del fabricante de pintura.

Controles del proceso de pintado

Análogo a la actividad del arenado, el pintado deberá ser controlado antes, durante y después.

Antes; definiendo el sistema, el espesor seco total, tiempo de secado.

Durante; el espesor húmedo, inspección visual, salpicaduras, goteos, uniformidad de la aplicación, manejo de la pistola, distancia al piso y presión de la aplicación.

Después; espesor seco total, aspecto visual, zonas de resane, tiempo de curado.

El espesor total de la pintura deberá ser de 12 mils, considerando 4 mils para la primera capa pasivamente, 6 mils para la segunda capa y 2 mils para la última capa.

Para el control de espesores secos, control de calidad coordinara la presencia del técnico especialista del proveedor de la pintura, con el que se efectuara la medición de espesores especificado por su correspondiente hoja de producto. Para llevar el control de espesores se tomara promedio de 5 a 6 puntos dentro de un metro cuadrado de superficie a controlar, toda la actividad de control deberá ser registrada.

Restricciones del proceso de pintado

Para el inicio del pintado no se permitirá tener expuesto el arenado mas halla de tres horas, además de no permitirse pintar si las condiciones de lluvias están presentes, las condiciones generalmente favorables se dan en las mañanas, para efectuar trabajos por las tardes deberá tenerse las condiciones mínimas deseadas y ser de conocimiento por parte del cliente o su representante.

Tiempo para renovación del sistema de protección

Es el tiempo estimado necesario, para desarrollar el mantenimiento de las superficies pintadas, que consiste en remover la superficie pintada anterior para aplicar uno nuevo.

3.10.5 Manipuleo, Transporte y Desfile de Tuberías

Esta parte del informe establece la metodología para que el manipuleo, transporte de materiales y el desfile de tubos, sea eficiente según los requerimientos de obra.

Cobertura

Este proceso se aplica desde el retiro del almacén, manipulación, transporte de materiales, hasta la llegada al frente de trabajo.

Definiciones

Desfile

Acción de colocar los tubos preferentemente a un costado del eje Trazado según el replanteo efectuado basándose en los planos aprobados para la construcción. El desfile se efectuara considerando la debida protección durante el manipuleo y colocación sobre los elementos temporales.



Figura 3.7: Desfile de Tuberías

Rodillos de deslizamiento

Los rodillos son los elementos físicos que evitan el contacto del varillón con el terreno, su ubicación (distancia) estará de acuerdo a la posible elástica deformada del varillón debido a su peso propio y a la configuración del terreno.

Trazabilidad

Este proceso es aplicable a todos los materiales que se incorporan en forma permanente a la obra. También es el proceso mediante el cual se mantienen los registros de calidad considerando los códigos de tubos y longitudes para su soldadura.

EJECUCIÓN

Manipuleo

Para manipular los tubos y accesorios se considerará lo siguiente:

- Los ganchos, grampas y demás accesorios que se empleen para la carga y descarga de tuberías, deberán contar con protección adecuada tal que se evite daños al recubrimiento y al bisel. No se usaran elementos que puedan dañar físicamente el tubo o el revestimiento.
- Si se emplean grúas o equipos similares para elevación, se permitirá el uso de Eslingas del tipo “End hooks” (mordazas) y fajas de nylon. Cuando se usen mordazas para el manejo de tubos, estos serán de contornos suaves, tendrán un inserto de caucho de alta densidad(o similar) y serán asegurados adecuadamente a la curvatura interior del tubo para evitar daños extremos.

- Las mordazas tendrán agarraderas y sogas (vientos) de maniobra para permitir el control y manejo seguro de los tubos suspendidos. Esta soga de maniobra no deberá tener ningún nudo.
- El equipamiento no deberá tener partes metálicas sobresalientes u otras superficies que puedan dañar el revestimiento del tubo. El equipamiento usado en el manejo, transporte, almacenaje y acopio de la tubería deberá ser revestido para evitar el daño a los tubos o al revestimiento.
- El izaje o las maniobras deberán ser ejecutados adecuadamente, evitando impactos sobre la carga, se debe evitar abolladuras, aplastamiento, deformaciones, arrastre, patinado o caída de tubos, se evitara también daños en el revestimiento o en los extremos del tubo.
- Cada tubo deberá ser levantado y bajado en posición horizontal con suficiente capacidad en el equipo de izaje, sin dejarlo caer y/o arrastrarlo.
- Las plataformas de los camiones o trailers estarán libres de suciedad y/o escombros que puedan dañar los tubos durante el acarreo.
- Cuando se carguen los tubos largos sobre tubos cortos, los largos no deberán sobresalir en más del 10 % respecto a los cortos.
- Todos los listones de apoyo deberán estar exentos de suciedad, oxidación, clavos, costras, escamas, laminillas u otro material que pueda dañar el revestimiento del tubo antes de usarlo.
- Los listones de apoyo deberán instalarse como mínimo a 28" (0.7 m) del extremo del tubo.

Carga y descarga

Para manipular los tubos y accesorios en la carga y descarga se considerará lo siguiente:

- El izado se llevara a cabo poniendo las mordazas en los extremos de los tubos, verificando que estén bien ubicadas de modo tal que no se deslicen o zafen durante la operación.
- Los dispositivos para el izaje permitirá mantener en todo momento el tubo en posición horizontal.
- La descarga de los tubos en el punto de trabajo será ejecutada preferentemente uno por uno.

Transporte

Para manipular los tubos y accesorios se considerará lo siguiente:

El contratista de transporte proveerá los permisos que pudiera corresponder para el transporte de cargas por sobre ancho, extra largo o sobrepeso.

- El contratista es responsable de la carga transportada dentro de toda la ruta, vías principales y vías secundarias, etc.
- Esta terminantemente prohibido amarrar los tubos con alambres de acero u otro material que dañe el revestimiento.
- La cantidad de tubos a ser transportado sobre los camiones y a ser apilados dependerá del diámetro, el espesor y de las condiciones del terreno donde serán desfilados los tubos.

- Los camiones serán inspeccionados periódicamente por el supervisor de seguridad y prevención de riesgos de SKANSKA para asegurar que se esta cumpliendo con las normas de seguridad.

Desfile

- Se planificara de acuerdo al material a recepcionar y al lugar, la forma de instalar los tubos, considerando que deberá ser la mas adecuada para las actividades a desarrollar posterior al desfile mismo.
- Para el desfile de tubos se considerara los siguiente.
- El desfile de tubos se hará de manera tal de dejar espacio transversal del eje replanteado de la zanja, para facilitar las actividades de los equipos de excavación en caso de desfilarse con anterioridad.
- Los tubos revestidos no se desfilaran directamente sobre el terreno, se colocaran sobre bolsas de arena o bases de madera y reposaran por lo menos sobre dos puntos de apoyo.
- Durante el desfile, la grúa se ubicara preferentemente paralelo al camión tratando de evitar giros.
- Los tubos serán descargados con grúa o camión grúa.



Figura 3.8: Transporte de Tuberías

3.10.6 Prueba Hidráulica

Este procedimiento se aplica a las pruebas hidráulicas de los tramos parciales de tuberías, desde la concepción misma de los tramos a ser probados hasta la obtención satisfactoria de los resultados de prueba.

Definiciones

Prueba Hidráulica

Es una actividad que se completa al finalizar la construcción de la tubería, con el fin de asegurar la hermeticidad de la misma para el transporte del fluido.

Ejecución

Las pruebas hidráulicas en la línea de tubería se realizarán con personal especializado debido a lo crítico de este proceso de prueba.

además por su importancia en la relación con la seguridad, calidad y conformidad con los términos contractuales.

A excepción que se establezca lo contrario, las pruebas hidráulicas deberán llevarse a cabo después de la construcción de la tubería, de acuerdo a lo estipulado en el código ASME B31.8 (Ultima Edición).

Permiso para la ejecución de pruebas

Antes de la ejecución de las pruebas hidráulicas, se prepararan los procedimientos de trabajos específicos para las pruebas.

Estos procedimientos contendrán la siguiente información:

- La sección de línea de tubería en la cual se realizara la prueba (K_p inicial y K_p final).
- Fuente de origen del agua, análisis y productos químicos a usarse.
- Presurización del sistema e instrumentos de control necesarios.
- Secuencias de Presurización.
- Formulas y programas de computo a leerse y realizar las correcciones acordes con las temperaturas de las líneas de tuberías.
- Formas a ser llenadas durante las operaciones de prueba y certificación final de pruebas en cuestión.
- La bomba centrífuga con un rango de operación entre 900 y 4500 GPM, que será usada.

Equipos e instrumentos:

- Se empleara una bomba de Presurización con múltiples pistones y rango variable de operación de hasta 4500 PSI para el llenado con agua de la línea de tubería.

- Los instrumentos de medición serán acompañados con sus respectivos certificados de calibración.
- Las bombas, compresoras, etc tendrán la capacidad suficiente de salida para permitir su rápido llenado de agua.

Excepciones:

Los siguientes equipos e instrumentos no deben someterse a ninguna prueba hidráulica en campo.

- Medidores y reguladores de gas, válvulas de corte, válvulas de seguridad, thermowells, calderas, ya que estos cuentan con certificados de pruebas de presión de fábrica.
- Líneas de descarga hacia la atmósfera como venteos abiertos sin protectores y drenes.

Todos estos instrumentos son suministrados con sus respectivas constancias y certificados de pruebas.

Presión y temperatura de Prueba

- Las pruebas de presión serán controladas empleando balanzas de peso muerto y del tipo bordón, previamente calibradas, así como por registradores de disco de presión y temperatura.

Cuando la temperatura exterior del medio ambiente sea menor a 4 °C, ninguna prueba hidráulica debe realizarse a menos que este mezclado con glicol.

- El incremento de presión debe efectuarse en presencia de la supervisión de etevensa. Una vez que las operaciones hayan

comenzado, esta estrictamente prohibido transitar por las líneas de tuberías con equipo pesado.

Aceptación de la Prueba

Se entregara la documentación resultante de las pruebas de supervisión, donde se incluirá lo siguiente:

- Un esquema o dibujo isométrico de cada sección evaluada.
- Una copia de los certificados de calibración de los instrumentos empleados en la prueba.
- Un formato de pruebas mencionando:
 - La fecha de la prueba
 - La identificación del sistema de prueba
 - Los medios para la prueba
 - La presión de prueba
 - La temperatura de prueba (ambiente y tubería)
- Valores de los discos de registros o diagramas de niveles de presión.

3.10.7 Limpieza Interna de Tubería

Este procedimiento tiene por objeto establecer la metodología que se empleara en la etapa de limpieza de tuberías (flushing) para el proyecto.

Cobertura

Este procedimiento se aplica a la etapa de la limpieza interna de tuberías (flushing), que empieza desde el momento que se da por término la prueba hidráulica por la supervisión de Etevensa.

Definiciones

Fig .- Elemento que se emplea para la limpieza interna de tuberías, estos elementos deben ser enviados a presión desde un punto de entrada, recorriendo un tramo determinado hasta alcanzar el punto de salida.

Despresurización de tubería

Es la evacuación de presión desde la presión de prueba hasta alcanzar la presión atmosférica. La evacuación de presión debe ser de forma paulatina y controlada para evitar accidentes.

Ejecución

La limpieza interna de tuberías se realizara por personal calificado, debido a lo crítico de este proceso y además por su importancia en relación con la seguridad, calidad de limpieza y conformidad con los términos contractuales.

Uso del Caliper PIG

Se empleara un “Caliper PIG”, que será usado para verificar la inexistencia de deformaciones no aceptables en la tubería, estas verificaciones se harán antes de someter la tubería a pruebas que generen tensiones en la tubería. En el caso de encontrar deformación que exceda las tolerancias admisibles, se ejecutarán las correcciones.

Inicio de la limpieza de la tubería (Flushing):

Antes de proceder con la limpieza de los tramos de las tuberías probadas, debemos tener la aprobación de la prueba hidráulica por parte de las Supervisión de Etevensa. Seguidamente se procederá con

la despresurización de la línea y evacuación del agua que servirá para la limpieza.

Descarga del agua

La supervisión de Etevensa verificara que las válvulas estén abiertas al 100% para la eliminación del agua de prueba de la línea de tubería.

La descarga del agua de prueba hidráulica será realizada de una manera tal que no se produzcan daños a las instalaciones o áreas adyacentes del terreno. Se deberá solicitar el permiso necesario para la descarga a las autoridades pertinentes.

Los PIGs convencionales (de limpieza o similar) y los PIGs de espuma se desplazaran a través de la tuberías tantas veces como sea necesario para secar y limpiar satisfactoriamente las secciones de la tubería. Esto deberá estar conforme con lo dispuesto por la supervisión de Etevensa, quien tendrá que estar presente durante la instalación y salida de los PIGs de la tubería.



Figura 3.9: Uso del Caliper PIG

La sección de la tubería que se limpie y sequen se sellara en los extremos por medios de trampas de pruebas soldadas.

3.10.8 Protección Catódica

Protección catódica es una técnica que reduce la velocidad de corrosión en la superficie del metal, convirtiéndola en cátodo (parte noble de una celda electroquímica). La celda electroquímica esta compuesta por un cátodo, un ánodo, vía metálica y un medio conductor. Al entrar en contacto el cátodo y el ánodo en dicho medio, un flujo de electrones viajara desde el ánodo hacia el cátodo, protegiéndose de esta manera, el cátodo. Este proceso será continuo siempre que el cátodo y el ánodo estén conectados, bien sea directamente o a través de una fuente rectificadora y permanecerá así

hasta que se consuma por completo el ánodo. Este documento describe las bases y criterios a ser utilizados en el diseño del sistema de Protección Catódica para los GASODUCTOS pertenecientes al proyecto “Sistema de suministro interno Gas a Central Térmica ETEVENSA” y al Sistema de Almacenamiento de Gas, por un período de vida útil mayor a 10 años.

La norma aplicable es la siguiente:

N.A.C.E. RP 01-69-2002, Control de corrosión externa de estructuras metálicas enterradas o sumergidas.

Criterios Generales de Diseño

Considerando las características electroquímicas del terreno (relativamente homogéneo en referencia a sus resistividades: arena) donde se instalarán los GASODUCTOS, las dimensiones de los mismos, el requerimiento de corriente mínimo (considerando el deterioro general del revestimiento) y por último la vida útil requerida se ha determinado utilizar un sistema de ánodos de sacrificio ya que técnica y económicamente es lo más favorable porque se ha encontrado zonas de bajas resistividades cercanas a los ductos que permiten su funcionamiento y es un sistema de fácil mantenimiento y bajo costo.

El 92% de las estructuras a proteger se hallan ENTERRADAS, para el cálculo se ha estimado 100 % de área a proteger para el gasoducto 8”Ø, un 75% para el ducto 24” Ø y 100% del ducto de venteo 2” Ø (hasta el cruce de pista) considerando un deterioro total del

recubrimiento en relación al tipo de recubrimiento empleado y la vida útil requerida.

El sistema seleccionado utilizará para el caso del gasoducto de 24" Ø. Cuatro lechos anódicos compuestos por ánodos de magnesio preempacados de 17 lbs, dos lechos consta de 03 ánodos cada uno en posición vertical y dos lechos de 04 ánodos cada uno en posición vertical, todos ellos separados entre sí: 20 pies. Para el gasoducto de 8" Ø: un lecho de 07 ánodos de magnesio preempacados de 17 lbs en posición vertical separados entre sí: 20 pies y por último para el ducto de venteo de 2"Ø: un ánodo de magnesio preempacado de 17 lbs en posición vertical. Los cálculos no incluirán la protección catódica directa de otras estructuras cercanas o conexas a las antes mencionadas.

Las estructuras a ser protegidas están constituidas por los siguientes ductos con las siguientes dimensiones:

CUADRO N° 3.5: Dimensiones de los ductos

GASODUCTO 24" Ø	670.0 metros de longitud
GASODUCTO 8" Ø	89.37 metros de longitud
DUCTO VENTEO 2" Ø	24.00 metros de longitud

La vida útil de diseño mínima será de DIEZ (10) años.

La densidad de corriente a ser establecida para determinar la corriente requerida para proteger la estructura, en base al área a proteger y la vida útil será de 0,01 mA/mt² o 0.001 ma/pie² para el recubrimiento

tricapa y de 1.076 mA/mt² o 0.1 ma/pie² para el recubrimiento tipo cinta (polyken) y para el área desnuda de 10.76 mA/mt² (1 ma/pie²)-

Criterio de Protección

El criterio de protección a ser usado para el diseño del sistema de protección catódica será conforme a la norma NACE RP0169-02. Sección 6, párrafo 6.2.2.

Especificaciones Técnicas del Sistema de Protección Catódica:

Lecho Anódico - Ánodos de magnesio

Para los DUCTOS mencionados, los resultados de las resistividades tomadas en campo para localizar los lechos anódicos, muestran niveles de media resistividad (un suelo LIGERAMENTE corrosivo; resistividad promedio: 5,000 ohm-cm, que facilitaría el trabajo de descarga de corriente del ánodo lo cual resulta en una adecuada protección, siempre y cuando, la distancia a la que se le ubica de la estructura a proteger sea la idónea.

Los ánodos a instalar serán de 17 lbs. con backfill incorporado, de tipo alto potencial con un potencial de circuito abierto de 1.75 – 1.77 Volts TIPO HIGH POTENTIAL (HP).

GASODUCTO 24" Ø

Se buscó obtener la más baja resistencia de circuito y la mejor distribución de corriente, por tanto se estableció CUATRO lechos anódicos, dos lechos compuestos de 04 ánodos y los otros dos lechos de 03 ánodos. Todos de Magnesio HIGH POTENTIAL (HP)

preempacados en backfill o relleno compuesto por un 75% de Yeso, 20% de Bentonita Sódica y 5% de Sulfato de Sodio con dimensiones finales de 6.5"Ø x 29" long. los cuales serán acoplados o unidos a un cable troncal HMWPE o similar (NYY) # 8 AWG.

Los ánodos se instalarán en posición vertical a una profundidad mínima de 1.00 mts y con una separación de 6.00 mts (20 pies). Para la conexión eléctrica entre ánodo y cable troncal # 8 AWG se utilizarán conectores de cobre (tubulares abiertos 16 mm²) o soldadura cadweld CA-25 y serán protegidos por uniones encapsuladas 3M o tubos termocontraíbles Raychem WCSM 33/8 -1200 o equivalente; dicho cable troncal será canalizado por el interior del poste o estación de prueba.

El poste o estación de prueba (EP) consta de un tubo de acero galvanizado o tubo PVC SAP de 3" Ø y un accesorio denominado caja de medición del tipo BIG FINK o GEROME y es donde se conectarán (unidos mediante un puente de cobre) el cable que proviene del lecho anódico y uno de los 02 cables HMWPE O NYY # 10 AWG que se soldaran (Cadweld) hacia el ducto (separación entre los dos cables #10 : mínima 180 cm). Cada cable debe contar con su terminal de compresión.

El EP de cada punto o locación de lecho anódico se localizará a 2.00 metros del ducto.

Las soldaduras serán Cadweld tipo CA-HAA-1G, usarán cápsula N° 15 de soldadura F-33 para los ductos. Para ejecutar las soldaduras se deberá retirar el revestimiento en una superficie de 2"x 2" aproximadamente y aplicar el proceso Cadweld.

Una vez ejecutadas las soldaduras, éstas deberán ser esmeriladas para no tener puntas vivas o cantos afilados que puedan dañar el revestimiento que se instalará posteriormente.

Después de esmeriladas las soldaduras, éstas se escobillarán enérgicamente con una escobilla de acero para eliminar escorias y/o todo material suelto. Luego se aplicará imprimante Roybond o Royston 747 con brocha y se esperará 2 minutos o hasta que se sienta seco al tacto. A continuación se instalará sobre la soldadura una pieza aislante Handy Cap 2 de Royston en forma manual, presionando desde el centro hacia los extremos para evitar oclusión de aire. La pieza Handy Cap 2 se debe cubrir totalmente la zona descubierta del ducto e incluso debe quedar sobre el revestimiento.

La instalación de ánodos incluye movimiento de tierras para excavación, relleno y compactación de zanjas. El tapado de las zanjas de ánodos se hará con una primera capa de 50 cm. de tierra cernida (Malla de 1" Ø evitando todo tipo de piedras, gravilla etc.

Se completará el relleno, dejando el terreno en las condiciones originales, sin acumulaciones sobre el terreno aledaño.

Se permitirá suficiente holgura (aproximadamente el 8% de la longitud de cable utilizada) a todos los cables para evitar su deterioro en caso de asentamiento del terreno.

Con la finalidad de lograr la polarización de los ánodos, después de su instalación, se saturará con abundante agua (un cilindro con 55 galones de agua en terreno seco y, dos cilindros en terreno pedregoso) la cama de ánodos y se registrarán las lecturas de potencial y salida de corriente del circuito eléctrico del sistema, tomadas después de la polarización.

Los lechos anódicos se ubicaran en tres locaciones, tomando como referencia en línea recta al COMPRESOR: el primero a 29.5 metros Compresor, el segundo a 117.5 metros, el tercero a 104 metros (en el jardín intermedio entre ambas derivaciones) y el cuarto a 66 metros. Todos los lechos en dirección paralela al gasoducto a una distancia de 03 metros del eje del ducto.

GASODUCTO 8" Ø.

Se estableció UN lecho anódico compuesto de 07 ánodos de Magnesio HIGH POTENTIAL (HP) preempacado en backfill o relleno compuesto por un 75% de Yeso, 20% de Bentonita Sódica y 5% de Sulfato de Sodio con dimensiones finales de 6.5"Ø x 29" long. Separados entre sí: 25 pies.

El procedimiento de instalación es similar al descrito para la instalación de los ánodos de magnesio en el GASODUCTO 24" Ø. El

lecho anódico se ubicara a 25 metros de la PLATAFORMA DE VÁLVULAS, en configuración de "L" al gasoducto (03 metros del eje).

VENTEO 2" Ø

Se estableció UN ánodo de Magnesio HIGH POTENTIAL (HP) preempacado en backfill o relleno compuesto por un 75% de Yeso, 20% de Bentonita Sódica y 5% de Sulfato de Sodio con dimensión final de 6.5"Ødía x 29" long. El procedimiento de instalación es similar al descrito para la instalación de los ánodos de magnesio en él.

GASODUCTO 24" Ø.

El ánodo se colocará al inicio del ducto en la zona del Compresor (a 2 metros del mismo) y a 3 metros en paralelo al ducto de 2" Ø.

3.10.9 Pruebas del Sistema

INFORME PRELIMINAR DE PERTURBACIONES DEL SEIN

(DPC/CCO- 005P- 2005)

- 1. FECHA : 17/01/2005.**
- 2. HORA INICIO : 23:34 h.**
- 3. EQUIPO : TG-3 de la C.T. Ventanilla**
- 4. PROPIETARIO : ETEVENSA**

5. CAUSA DE LA PERTURBACIÓN: Falla en válvula de regulación de suministro de gas del nuevo pulmón.

6. CONFIGURACIÓN PRE- FALLA:

- C.H. Huinco en servicio con 4 grupos con 160 MW, asignado para la regulación de frecuencia
- C.H. Charcani V en servicio con 3 grupos, con 20 MW aproximadamente.
- C.H. Malpaso en servicio con 4 grupos, con 4 MW aproximadamente.
- TG-3 de la C.T. Ventanilla en servicio con 145 MW, en proceso de prueba del nuevo pulmón de alimentación de gas para ser utilizado en una parada de emergencia

7. DESCRIPCIÓN:

23:34 Desconectó la unidad TG-3 de la C.T. Ventanilla debido a falla en la válvula de regulación de suministro de gas del nuevo pulmón. La frecuencia del SEIN bajó de 60.025 a 58.961 Hz. Se interrumpió 46.239 MW. La unidad quedó fuera de servicio por operación.

8. CONFIGURACIÓN POST- FALLA:

- C.H. Huinco en servicio con 4 grupos, asignado para la regulación de frecuencia
- C.H. Charcani V en servicio con 3 grupos, con 76.4 MW.
- C.H. Malpaso en servicio con 4 grupos, con 4 MW aproximadamente.

- TG-3 de la C.T. Ventanilla fuera de servicio

9. MANIOBRAS REALIZADAS PARA NORMALIZAR EL SERVICIO:

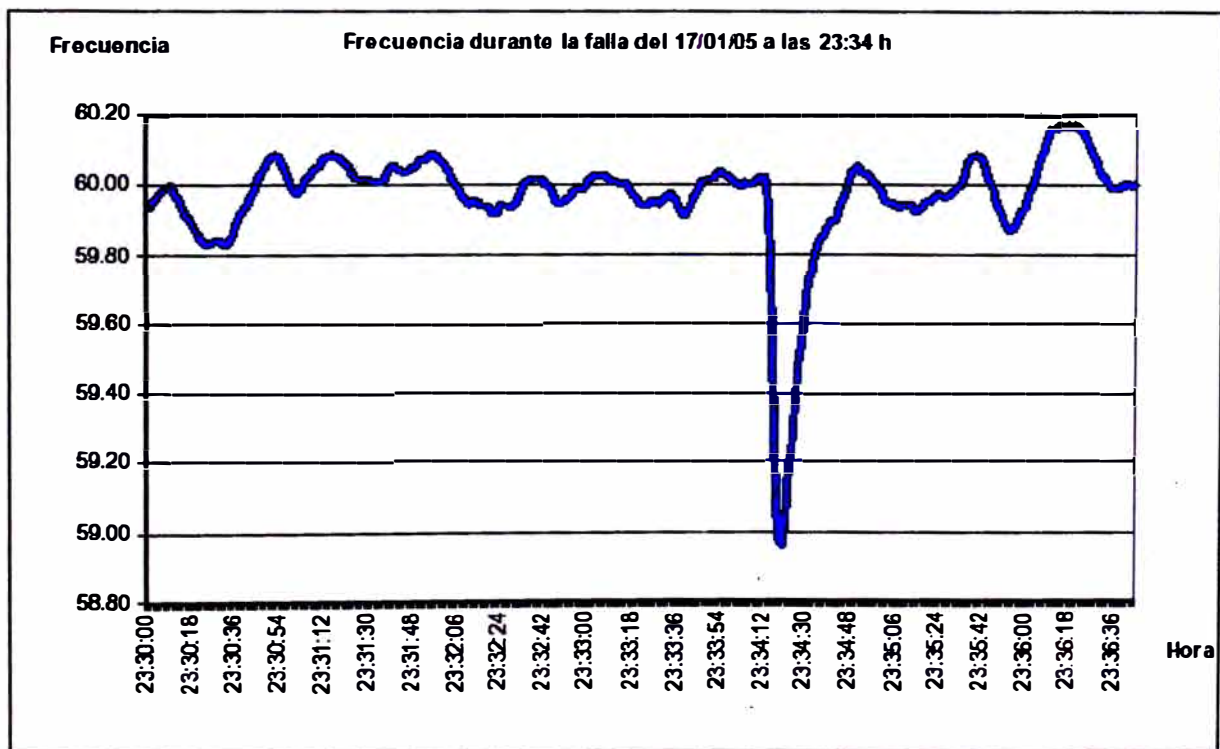
23:34 Se coordinó subir la generación de la C.H. Charcani V a 100 MW.

23:34 Se coordinó con las empresas distribuidoras y generadoras para que recuperen los suministros interrumpidos.

23:45 TG-3 disponible. La unidad quedó fuera de servicio por operación.

10. CONSECUENCIAS:

10.1. VARIACIÓN DE FRECUENCIA:



10.2 ENERGIA NO SUMINISTRADA

N°	SUMINISTRO	S.E	POTENCIA (MW)	DURACIÓN (MIN)
	Southern	Toquepala Campamento	1.6	S/D
	Shougesa	San Juan de Marcona	1.8	66 (*)
	Electro Sur	Yarada	1	2
	Luz del Sur		20	2
	Edelnor		16	4
	Electro norte	Chiclayo	1.12	3
	Electro centro	La oroya	0.1	1
	Electroandes	Doe Run	0.4	1
	SEAL	Bella Unión	1.191	8
	SEAL	Repartición	0.928	4
	Fabrica de Paramonga	SEPAEX	2.1	3
	TOTAL		46.239	

(*) La demora fue por problemas internos

11 REFERENCIAS :

- Informe preliminar de perturbación de EDEGEL
- Informe preliminar de perturbación de ETEVENSA
- Comunicación telefónica con ELECTROPERU.
- Comunicación telefónica con ELECTROANDES
- Comunicación telefónica con ELECTRONORTE
- Comunicación telefónica con ENERSUR
- Correo electrónico de EGASA

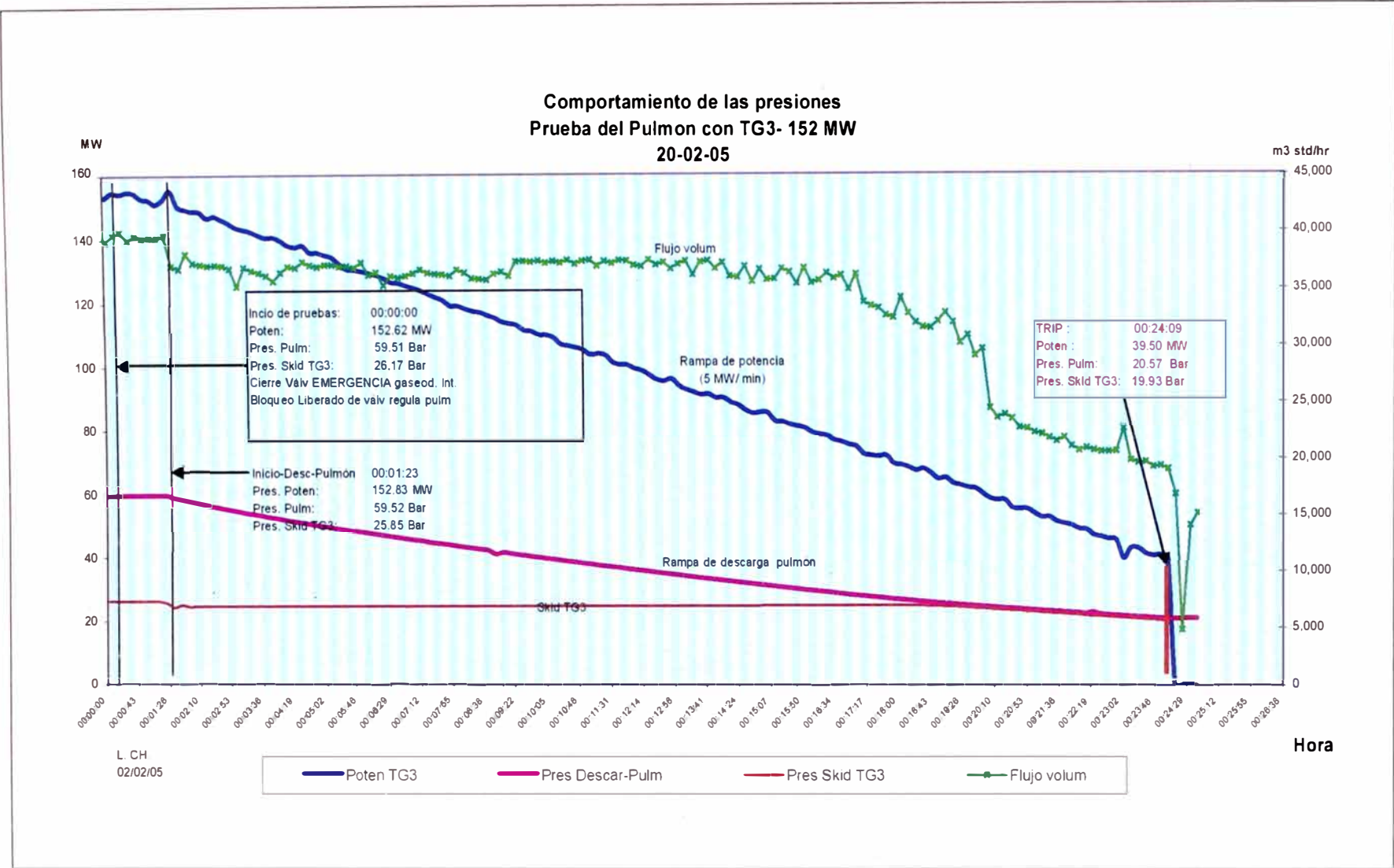


Figura 3.10: Prueba del Pulmón TG3-152 MW

CAPITULO IV
ANALISIS DE COSTOS

ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	PRECIO US \$
1	DESARROLLO DE LA INGENIERIA DE DETALLES	GL	26000.00
2	SUMINISTRO DE EQUIPOS Y MATERIALES	GL	60074.28
2.1	ZONA DE ARRANQUE DESDE TUBERIA MATRIZ DE GAS.	GL	
	Válvulas de aislamiento con su by pass de compensación	GL	
	Tuberías de DN 12 " API 5L Gr X52	GL	
	Instrumentación (transmisores e indicadores de presiona, de temperatura, detectores de metano y otros con su válvula de aislamiento.	GL	
2.2	ZONA DE ESTACION DE COMPRESION	GL	
	Compresor de gas natural	GL	
	Válvulas de aislamiento con su by pass de compensación y válvula de corte de DN 6"	GL	
	"válvulas check de DN 6"	GL	
	válvulas "shut-off DN 6 "	GL	
	tuberías de DN 6" API 5L Gr X52	GL	
	Válvulas de seguridad DN 1" y accesorios	GL	
	Instrumentación (transmisores e indicadores de presión, de temperatura, detectores de metano y otros con su válvula de aislamiento)	GL	
2.3	ZONA DE REGULACION DE PRESION PARA DESCAGA DE GAS NATURAL		
	Válvulas de aislamiento con su by pass de compensación y válvula de corte de DN 12"	2	

	válvulas check de DN 12"	1	
	Válvula reguladora de DN 8" con sus accesorios	1	
	Válvulas de control con actuador de DN 12" con su by pass de compensación de presión	1	
	Válvulas de seguridad DN 2" y accesorios	1	
	Instrumentación(transmisores e indicadores de presión, de temperatura, detectores de metano y otros con su válvula de aislamiento)	GL	
	Válvulas y conexión para inyección de nitrógeno	GL	
2.4	ZONA DE TUBERIA DE PULMON DE GAS		
	Tuberías de almacenamiento DN 24" API 5L Gr X52		
	Válvulas de aislamiento con su by pass de compensación y válvula de corte de DN 12"		
	"Fittings" en DN 24" (codos , curvas , tee, reducciones, etc)	GL	
	Drenaje en tubería de DN 1" con válvula de bola	GL	
	Válvulas y conexión para inyección de nitrógeno	GL	
2.5	CHIMENEA DE VENTEO		
	Chimenea de venteo 10m	GL	
	Tubería de interconexión DN 2"	GL	
	Válvulas de corte y globo DN 2"	GL	
	Frame arrester	GL	
2.6	EQUIPAMIENTO Y MATERIALES ELECTRICOS Y DE CONTROL (PLC)	GL	46146.07
2.7	OTROS MATERIALES, SERVICIOS, EQUIPOS Y COMPONENTES	GL	19696.02
3	TRANSPORTE A LA CENTRAL, GARANTIAS, SEGUROS E IMPUESTOS (EXCLUYE DERECHOS DE INTERNACION)	GL	4392.77
4	OBRAS CIVILES	GL	99759.89
5	MONTAJE MECANICO	GL	201142.05
6	MONTAJE ELECTRICO Y DE CONTROL	GL	51491.84
7	PUESTA EN SERVICIO	GL	2967.11
	TOTAL	TOTAL	<u>511</u> <u>670.02</u>

El cuadro anterior nos muestra un resumen de los costos divididos en grandes grupos.

- 1.- **El desarrollo de la ingeniería de Detalles:** Que comprende todo el estudio de ingeniería, asesorías y propuestas.
- 2.- **Suministro de equipos y materiales:** Que comprende el equipamiento eléctrico, mecánico, de instrumentación y control.
- 3.- **Transporte a la central, garantías, seguros, etc.**
- 4.- **Obras Civiles:** que incluye las excavaciones, relleno compactado, lozas de concreto, encofrado, etc.
- 5.- **Montaje mecánico:** incluye la mano de obra, maquinaria y equipos necesarios para las maniobras de colocación de tuberías y accesorios, además de los equipos que conforman el sistema de emergencia.
- 6.- **Montaje eléctrico y de control:** incluye la mano de obra, maquinaria y equipos necesarios para las maniobras de colocación de cables y accesorios, además de los equipos que conforman el sistema eléctrico.
- 7.- **Puesta en Servicio:** incluye la accesoría especializada y las pruebas del sistema.

En el siguiente cuadro mostramos los gastos detallados de cada una de las actividades.

M	DESCRIPCION	UND	METRADO	PESO TON	RATIO HH/UND	TOTAL US\$
1	OBRAS CIVILES					
	Relleno compactado (3)	m3	623.24		0.91	7167.72
	Relleno compactado (2)	m3	770.12		0.91	9383.97
	Cavado de arena	m3	111.98		0.91	1340.01
	Excavación zanja	m3	4581.64		0.91	3269.79
	Excavación zanja roca	m3	263.85		0.00	8345.66
	Instalación de cerco Metálico Skid de Compresor	Glob	1.00		0.00	12923.48
	Eliminación	m3	1620.61		0.00	3545.15
	Excavación masiva plataforma skid	m3	121.50		13.45	9926.55
	Concreto cámara de inspección	m3	5.00		232.56	490.79
	• Encofrado	m2	43.20		10.56	828.13
	• Acero de refuerzo	kg	400.36		0.02	448.40
	Excavación cámara de inspección	m3	20.65		13.45	1667.51
	Relleno propio cámara de inspección	m3	8.51		0.91	113.91
	Eliminación cámara de inspección	m3	12.15		0.00	29.52
	Concreto tanque de drenajes	m3	3.12		232.56	306.17
	• Encofrado	m2	28.80		10.56	418.75
	• Acero de refuerzo	kg	249.76		0.02	279.73
	Excavación tanque de drenajes	m3	9.18		13.45	750.01
	Relleno propio tanque de drenajes	m3	3.78		0.91	50.63
	Eliminación tanque de drenajes	m3	5.40		0.00	13.12
	Losa de concreto skid compresión	m3	16.20		232.56	1588.73
	• Encofrado	m2	8.10		10.56	117.77
	• Acero de refuerzo	kg	972.00		0.02	1066.64
	Losa de concreto skid regulación	m3	16.20		232.56	1588.73
	• Encofrado	m2	8.10		8.10	117.77
	• Acero de refuerzo	kg	972.00		972.00	1088.64
		m3	6.48		6.48	635.49

• Apoyos de concreto FC = 210KG/CM2	m3	74.77		74.77	6300.87
• Apoyos de concreto FC = 210KG/CM2	m2	206.99		206.99	3009.63
• Encofrado	kg	385.84		385.84	432.14
INSTALACIONES ELECTROMECANICAS					
ZONA DE ESTACION DE COMPRESION					
Compresor de Gas Natural	ea	1.00	10.00	1.00	
Chimenea de Venteo	ea	1.00	1.20	1.00	2384.80
Tanque de condensado	ea	1.00	0.50	1.00	3923.80
Frame arrester	ea	1.00	0.80	1.00	537.14
					2980.29
Zona arranque desde tuberías matriz de gas					
Válvulas de aislamiento con su by-pass de compensación y válvulas	ea	1.00	0.00	1.00	
HV-933 Válvula Globo DN 1/2 " Clase 300 lbs conexión SW-NPT (roscada)	ea	1.00	0.00	1.00	
Pr	ea	1.00	0.00	1.00	101.31
HV-934 Válvula Bola DN 1/2 " Clase 300 lbs conexión SW-NPT (roscada) Pr	ea	1.00	0.00	1.00	101.31
HV-935 Válvula Globo DN 1/2 " Clase 300 lbs conexión SW-NPT (roscada)	ea	1.00	0.00	1.00	101.31
Pr	ea	1.00	0.03	1.00	101.31
HV-934 Válvula Bola DN 1/2 " Clase 300 lbs conexión SW-NPT (roscada) Pr	ea	1.00	0.01	1.00	3050.19
HV-901 Válvula Globo DN 4" Clase 300 lbs conexión de bndada - accionamiento					172.39
HV-901 Válvula Globo DN 1" Clase 300 lbs conexión de bndada - accionamiento	mt	10.00	0.02		
	mt	8.00	0.03		3538.53
HV-902 Válvula Globo DN 4" Clase 300 lbs conexión de bndada	ea	6.00	0.00		2856.33
HV-902A Válvula Globo DN 1" Clase 300 lbs conexión de bndada	ea	4.00	0.00		174.17
Tubería sin costura de 1/2" día. Sch 80 a 106 Gr B	ea	6.00	0.00		108.11
Tubería sin costura de 1" día. Sch 80 a 106 Gr B	ea	1.00	0.06		107.9
Theadolet 1	ea	5.00	0.32		580.78
Theadolet 1/2 "	ea	6.00	0.01		652.01
Codo de 90" RL a 1" S-300 ASTM A234 WPB ANSI B 16.9					169.49
Tee a 12" x 12" x 4" Sch 40 ASTM A234 WPB ANSI B 16.9	mt	25.00	0.56		
Bnda WNRF 4" S-300 ASTM A 105M ANSI B 16.5					1161.43

Bnda WNRF 1" Sch. 80 S-300 ASTM A 105, ANSI B 16.5 Tuberías DN 4" API 5L Gr X52 Tubería sin costura de 4 día, Sch. 80 a 106 Gr. B Válvula y conexión para inyección de nitrógeno HV-922- Válvula Boda DN ½" Clase 300 lbs conexión SW-NPT (Roscada) Pre	ea	1.00			101.31
Zona Estación de Compresión	ea	1.00	0.01		
Válvulas de aislamiento con su by-pass de compensación y válvula de corte DN 6	ea	1.00	0.00		279.05
HV-903 Válvula Globo DN 4" Clase 600 lbs conexión bndada accionamiento	ea	1.00	0.00		176.45
HV-903 A Válvula Globo DN 1" Clase 600 lbs conexión bndada accionamiento	ea	1.00	0.00		176.45
HV-910 Válvula Bola DN 1" Clase 600 lbs conexión bndada accionamiento	ea	1.00	0.00		176.45
HV-904 Válvula Bola DN 1" Clase 600 lbs conexión bndada accionamiento	ea	1.00	0.00		176.45
HV-935 Válvula Globo DN 1/2 " Clase 600 lbs conexión SW-NPT (roscada) Pr	ea mt	1.00 6.00	0.00 0.01		176.45 519.89
HV-936 Válvula Bola DN 1/2 " Clase 600 lbs conexión SW-NPT (roscada) Pr	mt	10.00	0.03		2123.11
HV-937 Válvula Globo DN 1/2 " Clase 600 lbs conexión SW-NPT (roscada) Pr	ea ea	3.00 4.00	0.06 0.01		135.99 340.94
HV-938 Válvula Bola DN 1/2 " Clase 600 lbs conexión SW-NPT (roscada) Pr	ea	8.00	0.00		112.98
HV-939 Válvula Globo DN 1/2 " Clase 600 lbs conexión SW-NPT (roscada) Pr	ea	6.00	0.00		216.23 174.17
HV-940 Válvula Bola DN 1/2 " Clase 600 lbs conexión SW-NPT (roscada) Pr					
HV-913 Válvula Globo DN 1/2 " Clase 600 lbs conexión SW-NPT (roscada) Pr	ea	1.00	0.03		138.44
HV-914 Válvula Bola DN 1/2 " Clase 600 lbs conexión SW-NPT (roscada) Pr					
Tubería sin costura de 1/2 " día. Sch. 80 a 106 Gr. B	ea	1.00	0.02		353.34
Tubería sin costura de 1" día. Sch. 80 a 106 Gr. B					
Bnda WNRF 4" Sch. 80 S-300 ASTM A 105, ANSI B 16.5	ea	1.00	0.00		176.45
Bnda WNRF 4" Sch. 80 S-300 ASTM A 105, ANSI B 16.5 Therodolet 1/2 " Therodolet 1"					

Válvula Check DN 4"	mt	40.00	3.90	
CHV-950 Válvula Bola N° 4" Clase 600 lbs conexión bridada	ea	2.00	0.15	2197.06
Válvula Shut off DN 4"	ea	2.00	0.11	1321.56
HV-007- Válvula Bola DN 4" Clase 600 lbs conexión bridada con actuador	ea	2.00	0.06	483.10
Válvulas de Seguridad DH 1" y Accesorios	ea	2.00	0.13	280.49
PSV 007 Válvula de Seguridad por alivio DN 1" Clase 600 lbs conexión bridada				497.85
Válvula conexión para inyección de nitrógeno				
HV-923 Válvula Bola DN 1/2 ", Clase 600 lbs conexión SW-NPT (roscada)	ea	1.00	0.76	
Pr				199.81
Zona Regulación de Presión para descarga de gas natural				
Tubería DN 12" api 5l Gr x 52				
Tubería sin costura de 12" día x 9,53 mm a 106 Gr B	mt	850.00	159.04	
Tee 12" x 12" x 12" Sch. 40 ASTM A234 WPB, ANSI B 16.9	mt			88559.93
Codo de 90° RL 12 " Sch. 40 ASTM A234 WPB, ANSI B 16.9	mt	10.00	0.65	
Brida WNRF 8" Sch. 40 S-300 ASTM A 105, ANSI B 16.5	mt	20.00	0.15	4591.54
Brida WNRF 12" ea 9.53 mm Sch. 40 S-300 ASTM A 105, ANSI B 16.5				354.68
Válvulas Globo DN 12"	ea	1.00	0.15	
HV-xxx Válvula Globo DN 12" Clase 300 lbs con conexión bridada. Presión max	ea	1.00	0.01	5251.41
	ea			279.05
	ea	2.00	0.49	
Válvulas Check DN 12"				1579.28
CHV-xxx Válvula de retención DN 12" Clase 300 lbs con conexión bridada. Presión				
Zona Tubería Pulmón de Gas	ea	6.00	1.34	
Tubería de almacenamiento DH 24" API 5L Gr x 52				8420.90
Tubería sin costura de 24" día e= 11,9 mm API 5L x 70				
Tubería sin costura de 12" día e= 9,53 mm A 105 Gr B	ea	6.00	0.56	
Tubería sin costura de 6" día Sch. 80 a 109 Gr. B				5227.02
Tubería sin costura de 2" día Sch. 80 a 109 Gr. B	ea	1.00	0.01	
Válvulas de aislamiento con su by pass de compensación -válvula de corte	ea	1.00	0.01	279.05

DN 12"	mt	4.00	0.01	622.49
HV-906 Válvula Globo DN 8" Clase 600 lbs conexión de bridada – accionamiento	ea ea	4.00 3.00	0.01 0.00	54.4 112.98
HV-906A Válvula Bola DN 1" Clase 600 lbs conexión de bridada – accionamiento	ea	1.00	0.00	87.09
HV-921 Válvula Bola DN 12" Clase 600 lbs conexión de bridada – accionamiento	mt ea	1.00 1.00	0.00 0.00	519.89 10.34
Resolución Concéntrica 24" x 8" Sch. 80 ASTM A234 WPB, ANSI B 16.9				21.96
Brida WNRF 12" e= 9.53 mm S-300 ASTM A 105, ANSI B 16.5	mt	150.00		
Brida WNRF 8" - 300 ASTM A 105, ANSI B 16.5	mt	5.00	0.02	17988.24
Brida WNRF 1" Sch. 80 S- 300 ASTM A 105, ANSI B 16.5	ea	1.00	0.15	67.99
Frings en 24" (codos, curvas, tee, reducciones, etc)	ea	1.00	0.01	5251.41
Codo de 90" RL 24" Sch. 40 ASTM A234 WPB ANSI B 16.9	ea	1.00	0.02	179.05
Tee 24" e= 11,9 mm ASTM 234 WPB, ANSI B 16.9				
Reducción Concentrica 24" x 12" e= 11,9 mm ASTM 234 WPB, ANSI B 16.9	ea ea	3.00 2.00	0.12 0.00	591.48 36.31
Brida WNRF 24" e = 9.53 mm S-300 ASTM A 105, ANSI B 16.9				
Drenaje en tubería DN 1" con válvula de globo y bola				
HV-927 Válvula Globo DN 1" Clase 600 lbs conexión de bridada – accionamiento	mt	70.00	0.08	
HV-927 Válvula Bola DN 1" Clase 600 lbs conexión de bridada – accionamiento	ea ea	4.00 2.00	0.02 0.00	8003.64 152.91
Tubería sin costura de 1" Sch. 80 a 105 Gr. B	ea	2.00	0.00	91.87
Brida WNRF 1" Sch. 80 S-300 ASTM A 105, ANSI B 16.5				97.1
Thredolet 1"	ea	1.00	0.03	
Válvula y conexión para inyección de nitrógeno	ea	1.00	0.03	859.23
HV-927 Válvula Globo DN 1" Clase 600 lbs conexión SW – NPT (Roscada)				859.23
Tubería sin costura de 1/2 " Sch. 80 a 105 Gr. B				
Thredolet 1/2 "	glob	1.00	8.00	
Alimentación del pulmón al Skid S3 de Regulación	glob	1.00	8.00	8590.00
Tubería sin costura de 8" Sch. 80 a 105 Gr. B				8590.00
Tubería sin costura de 1" Sch. 80 a 106 Gr. B				
HV-906 Válvula Globo DN 8" Clase 600 lbs conexión de bridada –				664.00

accionamiento					
HV-906A Válvula Bola DN 1" Clase 600 lbs conexión de bridada –	kgs	1500.00	1.50		
accionamiento	kgs	2634.57	2.63		4491.75
Tee 8" x 8" x 8" Sch.40 ASTM A234 WPB ANSI 16.9					5340.27
Tee 12" x 12" x 8" Sch.40 ASTM A234 WPB ANSI 16.9					
Brida WNRF 8" – 300 ASTM A 105, ANSI B 16.5	und	1.00	0.15		
Brida WNRF 1" Sch. 80 S– 300 ASTM A 105, ANSI B 16.5	ml	30.00	0.85		1854.68
					2377.51
Chimenea de Venteo					
Tuberías de interconexión DN 2"					
Tubería sin costura de 2" Sch. 40 a 105 Gr. B	m	105.00			
Brida WNRF 2" Sch. 40 S-300 ASTM A 105 ANSI B 16.5					
Codo de 90" RL 2" Sch. 40 ASTM A 234 WPB ANSI B 16.9	u	2.00			556.38
Threadolet 2"	m	100.00			39.63
Válvulas de corte y globo DN 2"					480.28
HV-926 Válvula de Bola Bridada 2" S-300 accionamiento manual	m3	32.00			
HV-925 Válvula de Globo Bridada 2" S-300 accionamiento manual	m3	32.00			326.72
	m3	41.60			428.48
					101.09
CAMARA DE ALMACENAMIENTO Y RECEPCION DE RASCADOR					
Estación de Lanzamiento					
Estación de Recepción	u	1.00			
	u	1.00			2449.59
PUESTA EN SERVICIO					2299.59
	u	1.00			
					1677.39
SOPORTES DE TUBERIAS					
Soporte para tubería expuesta de Venteo					
Soporte Tipo SM-2	u	6.00			
	u	7.00			2052.35
Sistema Contra Incendio	m	228.27			4624.33
Suministro e Instalación de Hidrante 6" de mangas (incluye Obras Civiles)	m	146.00			1013.19
Tubería sin costura de 8" dia Sch. 40 a 106 Gr. B					890.41
MONTAJE ELECTRICO Y DE CONTROL	m3	30.89			

OTROS MATERIALES, SERVICIOS, EQUIPOS Y COMPONENTES	m3	26.28			315.39
Acometida principal a 100 mts del Sistema de Compresión	m3	4.61			351.88
Cable NYY 3 x 4 AWG	m3	40.15			452.10
Conexionado					97.59
Tubería PVC SAP 2"					
Obras Civiles	m	118.00			
Excavación	u	25.00			462.25
Relleno con material de préstamo					587.80
Eliminación	u	2.00			
	u	2.00			99.08
Tablero de distribución	u	2.00			11.53
Tablero de fuerza	u	32.00			117.55
Tablero de control					919.06
	m3	39.04			
Rack para tableros	m3	39.04			398.60
	m3	50.75			522.74
					123.33
Iluminación					
Poste de concreto 9 m					
Reflector antiexplosión 250 W					
Conductor iluminación	glb	1.00			
Tubería PVC SAP 2"					16873.50
Obras Civiles					
Excavación					
Relleno	hh	50.00			
Concreto					300.28
Eliminación					
Puesta a tierra					
Conductor Cu desnudo 2/o AWG	und	0.00			
Cable Cu trenzado	und	1.00			0.00
Pozo de tierra	und	1.00			501.42
Varilla coperweld	und	1.00			1138.52
Conector					260.46

Caja de registro				
Soldadura exotérmica				
Obras Civiles				
Excavación				
Relleno con material propio				
Eliminación	und	1.00		
				2316.36
PROTECCION CATODICA				
Protección Catódica				
PUESTA EN SERVICIO				
PRUEBAS				
Pruebas	und	1.00		
	und	1.00		1646.41
	und	1.00		501.42
Instrumentación (transmisiones e indicadores de presión, transmisores e indicadores de temperatura, detectores de metano y otro con su válvula de aislamiento)	und	1.00		1138.52
	und	1.00		260.46
Trasmisores de temperatura (TTT/TE)	und	1.00		827.69
Indicadores de temperatura (TI)	und	1.00		827.69
Trasmisores de presión (PIT)	und	1.00		449.92
Indicadores de presión (PI)				334.02
Interruptores de presión baja (PSL)				
Interruptores de presión alta (PSH)	und	1.00		
Válvula "Shutoff" de cierre rapido (HV-00/) 6"	und	1.00		2316.36
Válvula de seguridad (PSV-007) 1"				235.16
Válvula de control (PCV-010) 8"				
Válvula de seguridad (PSV-011) 8"	und	1.00		
Válvula de control (PCV-005) 12"	und	1.00		
				77.81
Detectores de metano				77.72
Trasmisor de posición				
Pressure control				

Instrumentación (transmisiones e indicadores de presión, transmisores e indicadores de temperatura, detectores de metano y otro con su válvula de aislamiento)	m	850.00			
Trasmisores de temperatura (TTT/TE)	m	950.00			3919.53
Indicadores de temperatura (TI)					3345.52
Trasmisores de presión (PIT)					
Indicadores de presión (PI)	m	200.00			
Interruptores de presión baja (PSL)	m	176.00			4837.88
Interruptores de presión alta (PSH)	m	30.00			5774.49
Válvula "Shutoff" de cierre rapido (HV-00/) 6"	u	2.00			647.31
Válvula de seguridad (PSV-007) 1"	m	360.00			587.43
Válvula de control (PCV-010) 8"	u	1501.00			1223.24
Válvula de seguridad (PSV-011) 8"	m	360.00			484.83
Válvula de control (PCV-005) 12"					
Detectores de metano					
Hard Swich	u	1.00			
Trasmisor de posición					11678.26
Pressure control					
Posición cerrado ZSL					
Posición abierto ZSH	hh	260.00			
					1196.41
OTROS MATERIALES , SERVICIOS, EQUIPOS Y COMPONENTES					
MONTAJE ELECTRICO Y DE CONTROL					
CABLE DE INSTRUMENTACION					
Cable 3C/14 AWG					
Cable 1 Prat 15 AWG					
CONDUIT Y OTROS					
Conduit RGS 1"					
Conduit RGS 2"					
Conduit Flexible 1"					
Pull Box					

Conduit PCV 2" Ladrillo Cinta de seguridad CABINA PLC Nuevo PLC PUESTA EN SERVICIO PRUEBAS Pruebas					
COSTO DIRECTO US \$					374033.00
INGENIERIA					26000.00
CD + ING US \$					400033.00
GC + UT US \$					111.537.00
<u>TOTAL VENTA US \$</u>					<u>511570.00</u>

ANALISIS DE UNA PARADA BRUSCA

Según el fabricante de las turbinas siemens V84.3A, las horas equivalentes de operación se calcula a partir de:

$$10 \text{ HEO} = 10 \times \text{NA} + \text{HD} + \text{HS} \dots \dots \dots \text{donde:}$$

HEO: Horas equivalente de operación.

NA: numero de arranques.

HD: Horas dinámicas.

HS: Horas de servicio.

En un evento de corte de suministro o de caída brusca de presión de gas, la máquina se embala (dispara) y el valor HD tiene como castigo el valor de 140 establecido según el contrato de ETEVENSA.

Este valor esta estrictamente relacionado con un parámetro dado por el fabricante (400 US\$/HD), que es útil para fines de este informe.

Por lo tanto:

$$\text{CPM} = 400 \times \text{HD}$$

$$\text{CPM} = \text{US\$ } 400 \times 140$$

$$\text{CPM} = \text{US \$ } 56 \text{ 000}$$

Donde:

CPM: Costo por parada de la máquina.

Estadísticamente se ha encontrado que se tiene una ocurrencia de 2 veces al año.

COSTO POR DEJAR DE GENERAR

Para el caso de salida del sistema de la central, hay que tener en cuenta que la maquina toma 4 horas en volver a arrancar. Durante este tiempo, la central estaría dejando de generar (vender).

$$\text{ENG} = 4\text{h} \times 150 \text{ MW} \times 30 \text{ US\$/MWh}$$

$$\text{ENG} = \text{US\$ } 18 \text{ 000}$$

Donde:

ENG: Energía no generada

COSTO POR RECHAZO DE CARGA

Según el informe preliminar del 17/01/2005 (ver pruebas del sistema) el rechazo de carga fue de 46 MW durante 5 min. (Promedio).

$$\text{CENS} = 46\text{MW} \times 5 \text{ min} \times 30 \text{ US\$/MWh}$$

$$\text{CENS} = \text{US\$ } 115$$

COSTO POR ARRANQUE NO PROGRAMADO

En este caso hay que tener en cuenta que el castigo asciende a 10 horas equivalentes debido a un nuevo arranque.

$$\text{CANP} = 10\text{h} \times 400 \text{ US\$/h}$$

$$\text{CANP} = \text{US\$ } 4 \text{ 000}$$

Donde:

CANP: Costo por arranque no programado

OTROS COSTOS

Estos costos provienen de penalidades, y/o otras sanciones impuestas por el osinerg, que llega a ascender en algunos casos al 50 % de la energía no suministrada

Costo total por parada brusca = 56000 + 18000 + 115 + 9000 + 4000

Costo total por parada brusca = US \$ 87 115

ANALISIS COMPARATIVO

Costo del sistema de emergencia = US\$ 511 570

Ahorro anual por paradas (2) bruscas de la máquina = US\$ 174 230

Hay que resaltar que este ahorro es solo en el evento de descenso de la presión, falla de instrumentos, mas no corte de suministro. En cuyo caso solo tendríamos en cuenta el valor de HD = 70 con descenso paulatino de la potencia debido al amortiguamiento del sistema de emergencia, durante 15 min. antes de salir del sistema.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Las modificaciones de cambio de combustible en esta Central se llevan a cabo tras el contrato de Take or Pay (Toma o Paga), el cual obliga al generador a consumir un mínimo volumen establecido fijo; de esto se deriva que la construcción de un sistema de almacenamiento de gas, para casos de emergencia resulte importante.
2. Es necesario que en el contrato de suministro de Gas Natural, las especificaciones estén de acuerdo a las recomendaciones del fabricante no solo por la garantía sino por las condiciones de operación.
3. El tiempo entre cada arranque de la turbina en caso de parada o desconexión del sistema esta estimada por estadísticas de la empresa en 4 horas. Si embargo la penalidad es dado por el fabricante para una mejor operación de las unidades. De esto se concluye que se debe revisar este valor.
4. La eficiencia con Diesel 2 es de 36,40% en la TG 03 y 36,63% en la TG 04, y con gas natural se incrementó a 38,53% en la TG 03 y 37,70% en la TG 04. (tomado del estudio de eficiencias de la central térmica de ventanilla). De esto se desprende que la minimización del riesgo de paradas imprevistas influye en la disponibilidad.

5. El ahorro económico estimado por evitar el disparo de la máquina en un escenario de pérdida de presión es de US\$ 87 115. para efectos de este cálculo se tomo el valor de 30US\$/Kwh.
6. El ahorro económico alcanzado, en un evento de corte de suministro seria el valor dado por la diferencia entre los valores de HD (140 – 70), multiplicado por el valor de US\$ 400. En este caso la unidad sale fuera de servicio, pero no es castigada con un alto valor de HD debido al amortiguamiento del sistema de emergencia.
7. Es difícil predecir un beneficio costo, o un análisis detallado del ahorro económico, por cuanto el sistema fue concebido para darle mayor disponibilidad a la central y el beneficio depende de la cantidad de eventos de disparo que se puedan dar durante el tiempo de vida de la central.
8. En cuanto a los indicadores de calidad de la energía eléctrica, este sistema es de suma importancia porque evitaría que la central se detenga por un periodo determinado de horas, y como consecuencia se deje de abastecer una determinada cantidad de energía y se lleve la frecuencia y tensión a límites no permisibles.
9. A la fecha de presentación de este informe solo se cuenta con información del ciclo simple, pero es sabido que la central ahora cuenta con una primera etapa culminada en ciclo combinado.

10. En el caso de compensaciones por cortes de suministros, mala calidad de tensión, y variaciones súbitas de frecuencia, le corresponden a los distribuidores hacerse cargo de dichas compensaciones, pero en caso de transferencia de energía de mala calidad desde el COES o entre integrantes del mismo, el comité esta obligado a investigar e identificar a los miembros responsables y garantizar las retribuciones respectivas a los suministradores afectados para resarcirlos de las compensaciones pagadas a sus clientes por faltas ajenas

BIBLIOGRAFÍA

- Especificación Técnica para el Sistema de Suministro de gas de Etevensa – Ingendesa Marzo 2004.
- Especificación Técnica para el Sistema de almacenamiento de gas de Etevensa – Ingendesa Marzo 2004.
- Especificación Técnica de instalación de tuberías enterradas.
G y M – Enero 2005.
- General Notes and data for Project X Siemens Westinghouse Power Corporation – Vogt NEM JOB No. 17399 / Vogt NEM DOCUMENT No. 399 – D008.
- Especificación Técnica para el desarrollo de Ingeniería de detalles, suministro, montaje y puesta en servicio del sistema de almacenamiento de Gas Natural de Etevensa – Ingendesa Marzo 2004.
- Norma Técnica Peruana NTP 111.002 2003 – Calidad del Gas Natural Seco.
- Memoria Descriptiva de instalaciones de la Central Ventanilla.
- Boletín informativo – Endesa Etevensa N°. 22 del 6 de Julio del 2005.
- Página Web: www.coes.org.pe
- Procedimiento N° 07 del COES – SINAC.
- Características de las Unidades declarado ante el COES – ETV – AR – 001 – 05 del 26 de enero del 2005.
- Norma técnica para la coordinación de la operación en tiempo real de los sistemas interconectados.

Marzo del 2005.

- **Planos de inspección para el proyecto de almacenamiento de gas de la Central
ventanilla.**

Mayo – 2004

- **Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos.**

Julio del 2001.

APENDICE

- **Sistema interconectado:** Anillo de interconexión eléctrica desde donde se vende y se compra energía, entregando electricidad (generadores) o consumiendo (distribuidores y clientes libres).
- **Sistema de emergencia o pulmón:** Anillo de almacenamiento de gas, fabricado con tubería de 24 “.
- **Norma Técnica de Calidad de Los Servicios Eléctricos:** Norma técnica que establece las pautas para medir la calidad del servicio eléctrico, así como los procedimientos de medición y las sanciones respectivas.
- **Norma para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de Los Sistemas Interconectados:** Norma que establece los procedimientos de operación de los sistemas interconectados, su reglamento y las sanciones por incumplimiento.
- **COES:** Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.
- **SICN:** Sistema interconectado Centro Norte.
- **SIS:** Sistema interconectado Sur.
- **Take Or Pay :** Cantidad pactada entre los productores de gas y el cliente, en el cual se compromete a consumir una cantidad fija mensual y también se compromete a cancelar el valor total independientemente de haber o no consumido la cantidad pactada.
- **CTOP:** Cantidad Take or Pay, es la cantidad pactada entre el cliente y el productor.

- **Ciclo abierto:** Ciclo simple con gases de escape a la atmósfera.
- **Ciclo combinado:** Con los gases de escape a una caldera generadora de vapor.
- **Condiciones ISO:** Condiciones estándares.
- **Suministrador:** entidad que provee un servicio o un suministro de energía a otra entidad o a un usuario final.
- **Cliente:** usuario o entidad que recibe un servicio o un suministro de energía para consumo propio o para la venta a terceros.
- **Reserva rotante:** Margen de capacidad de generación de las centrales en operación para llegar a la máxima potencia de generación disponible, en cualquier instante. Este margen resulta de la diferencia entre la sumatoria de las capacidades disponibles sincronizadas al sistema y la sumatoria de sus potencias entregadas al sistema.
- **Costo variable:** Costo de operación normalmente expresado para condiciones de máxima eficiencia de una unidad de generación, según sea el régimen de operación requerido, las cuales comprenden en costo variable combustible (CVC) y los costos variables no combustibles (CVNC).
- **Indisponibilidad:** Estado de una unidad de generación cuando no se encuentra disponible para realizar su función debido a alguna evento directamente asociado con la unidad de generación.
- **Coordinador:** Ente encargado de la coordinación de la operación del sistema a que hace referencia el artículo 92° del reglamento de la ley de Concesiones Eléctricas.

- **Rechazo manual de carga (RMC):** Desconexiones de carga dispuestos por el coordinador para preservar la estabilidad y seguridad del sistema en caso de no tener disponible un esquema de rechazo automático de carga o este haya sido insuficiente.
- **El costo marginal de corto plazo:** Costo en que se incurre para producir una unidad adicional de energía o alternativamente es el ahorro obtenido al dejar de producir una unidad de energía, considerando la demanda y el parque de generación disponible.

Operación y mantenimiento de centrales de ciclo combinado

VICENTE GIL CHILENO JEFE DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL GRUPO GAS NATURAL

La gestión de la operación y el mantenimiento de un ciclo combinado visto por los responsables de la explotación 2 años después del inicio de la operación comercial

Introducción

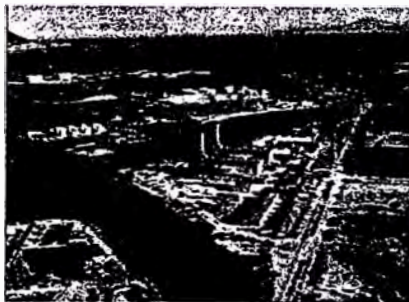
Desde un punto de vista técnico, lo ideal sería poner en marcha la planta de producción de energía, subir carga lentamente hasta un 80-90% de la carga máxima, y mantenerla en ese punto hasta que sea necesaria una parada para realizar una revisión programada.

Sin embargo la limitación de no poder almacenar la energía eléctrica hace que, ya que la demanda de energía es variable, la producción también lo sea, y las diferentes centrales eléctricas que forman parte de una red tengan que variar su carga para adaptarse a las necesidades de cada momento.

Las centrales térmicas convencionales y las nucleares son poco flexibles. Las primeras tienen cierto grado de regulación, pero el largo periodo de arranque que necesitan hace que, aunque puedan variar su carga entre un mínimo técnico y su carga máxima, no es rentable parar durante periodos cortos. Las nucleares son aún menos flexibles: generalmente trabajan a su máxima carga¹ de forma continua.

Frente a ellas, las centrales térmicas de ciclo combinado tienen una mejor adaptación a las necesidades variables del mercado energético. Varían su carga con rapidez, el mínimo técnico al que es posible operar la central de forma estable es bajo y el periodo de arranque y parada es corto (entre 3 y 6 horas para el arranque, y alrededor de una hora para la parada). En esas condiciones, es posible subir carga durante las horas punta, las horas de mayor demanda energética, y bajar carga hasta su mínimo técnico durante las horas valle, inclu-

LAS CENTRALES
TÉRMICAS DE CICLO
COMBINADO TIENEN
UNA MEJOR
ADAPTACIÓN A LAS
NECESIDADES
VARIABLES DEL
MERCADO ENERGÉTICO



so para la central diariamente durante esos periodos con bajas necesidades energéticas en la red.

Pero esta flexibilidad tiene sus consecuencias para la operación y el mantenimiento. Incluso el diseño de estas centrales se ve afectado por la necesidad de variar la carga de forma continua.

Operación

Las posibilidades para determinar el régi-

men de funcionamiento habitual en una CTCC son muy variadas, pero pueden resumirse en 4:

- Funcionamiento continuo, a plena carga. Es un régimen de funcionamiento muy poco habitual. Sólo se utiliza cuando la demanda energética es especialmente elevada durante largos periodos de tiempo
- Periodos punta a plena carga y periodos valle a mínimo técnico, durante toda la semana (no hay arranques ni paradas). Habitual con demandas energéticas elevadas.
- Arranques y paradas semanales: Cargas altas durante los periodos punta, de lunes a viernes. Mínimo técnico durante las noches. Fines de semana parado
- Arranques y paradas diarios. Habitual cuando la demanda de energía es especialmente baja

Estos regímenes no son fijos para toda la vida de la central, ni siquiera para un ciclo anual completo. Varía fundamentalmente con la temperatura externa, con la cantidad de agua embalsada y con los periodos de actividad de las industrias. Así, con temperaturas suaves las necesidades energéticas con menores que con temperaturas más extremas (calor o frío). Igualmente, cuando la hidraulicidad aumenta, la producción energética se inclina hacia las centrales hidráulicas, de coste por kw-h menor.

Una ventaja indudable de operar la central a plena carga es la desaparición de fuerzas cíclicas responsables de la fatiga

de materiales. Por desgracia, no es habitual en este tipo de centrales operarlas de forma continua a plena carga, sino que sufren constantemente variaciones en su potencia para ajustarse al programa de carga negociado con los responsables de la Red.

Las variaciones de carga en una central de ciclo combinado son constantes: cada hora se modifica la carga en varias ocasiones, lo que produce variaciones en las temperaturas de los gases de escape de la turbina de gas (de hasta un 3%) y en las cámaras de combustión. Por tanto se producen tensiones cíclicas provocadas por las dilataciones y contracciones de los metales a diferentes temperaturas y presiones, que afectan negativamente a la vida de los materiales.

No obstante, es impensable operar una central de ciclo combinado a un régimen de carga estable. Aunque técnicamente sea lo idóneo e inicialmente estaban pensadas para ello, sería económicamente ruinoso. Por ello, estas centrales deben estar diseñadas para soportar estos constantes cambios de carga.

Los conceptos de operación de las turbinas de gas son diseñados para que las temperaturas se mantengan más o menos constantes en todo el rango de potencia (sobre todo las temperaturas de las cámaras de combustión y las temperaturas de los gases de escape). La regulación de potencia en estos casos suele hacerse limitando la entrada de aire al compresor mediante álabes fijos variables en las primeras etapas del compresor y de gas a los quemadores, pero manteniendo los ratios aire combustible y por lo tanto las temperaturas de combustión, aun así las variaciones que se producen en la temperatura de combustión son entorno a 100 grados desde mínimo técnico a carga base.

Dado el grado de automatización de una central actual, para el operador de la central es muy sencillo variar la carga: tan solo debe introducir el valor de potencia deseado, y el sistema de control de la central se encargará de realizar todas las maniobras necesarias (en la admisión de gas y en la admisión de aire fundamentalmente) para alcanzar esa consigna. Las pequeñas variaciones de carga no requieren grandes atenciones, incluso es habitual que se realicen desde el exterior de la central, desde un despacho de carga centralizado que puede gobernar varias centrales, las rampas de

LAS CENTRALES DE
CICLO COMBINADO
SUFREN VARIACIONES
CONSTANTES EN SU
POTENCIA PARA
AJUSTARSE AL
PROGRAMA DE CARGA
NEGOCIADO

subida y bajada de carga se pueden ajustar para minimizar los gradientes de temperatura en todo el ciclo.

Los cambios significativos de carga requieren mucha más atención, pues al afectar al caudal de los gases de escape provocan variaciones de temperatura, presión y nivel de agua en la caldera y en el ciclo agua-vapor. El operador debe estar muy atento durante las transiciones de carga a estos parámetros, por si fuera necesaria una intervención manual para solucionar cualquier situación anómala. No es aconsejable, por esta razón, que las variaciones significativas de carga se realicen de forma remota.

En cuanto a los arranques su influencia es mayor sobre la vida útil de la instalación, la temperatura de los gases de escape sube de 0 a 400 °C casi de forma instantánea, todas las tecnologías penalizan los arranques en sus fórmulas de horas equivalentes como veremos en el apartado de mantenimiento.

El grado de automatización de estas centrales hace que sea muy poco el personal habitual (menos de 40 personas en total para una planta de hasta 800 Mw). Cuando la central está en marcha, el personal necesario para operarla es escaso (2-3 personas por turno) y el personal de mantenimiento es poco numeroso y con poca actividad.

Pero debe ser personal con una preparación excelente. Si bien la cantidad de personal necesaria no es alta, la cualificación exigible a cada uno de los miembros de la plantilla es alta. No es extraño que en algunas central casi todo el personal habitual tenga titulación universitaria. La formación continua es otro de los pilares importantes de la gestión del perso-

nal en una CTCC. La tecnología punta que se emplea, la imposibilidad de encontrar en el mercado laboral personal ya formado, y la necesidad de polivalencia hacen que todos los puestos necesiten un reciclaje y un aumento de conocimientos continuo.

A la hora de diseñar la organización del personal de operaciones deben tenerse en cuenta una serie de aspectos principales:

- Debe asegurarse que se dispondrá de personal suficiente y adecuadamente formado para afrontar situaciones de funcionamiento normal y situaciones anormales (aunque previsibles: arranques, paradas)

- Debe prever una forma rápida de sustituir a un operador en caso necesario (un accidente, una baja imprevista, etc), o de aumentar la plantilla de forma rápida ante un evento anormal y poco previsible.

- Debe respetar la legalidad vigente en materia de horarios, jornadas máximas y horas extraordinarias

Habitualmente una planta normal cuenta con un jefe de turno y uno o dos operadores por turno. Lo normal es contar con 5 o hasta 6 turnos rotativos. A cargo de todo este equipo suele situarse un Jefe de Operaciones, responsable último de todo este personal y de la gestión de la operación.

Junto con el personal de turno, suele preverse que alguno o algunos de los operadores libres estén localizables, por si se produjera algún evento que necesitara de la presencia de personal adicional. Por último, del Jefe de Operaciones también suele depender el personal responsable del control químico

La estructura del personal de operaciones, con todo lo comentado hasta ahora, podría describirse, pues, según el cuadro que aparece en la página siguiente.

La plantilla total de operaciones suele estar formada por entre 10 y 19 personas, siendo lo más habitual 16 (un Jefe de Operaciones, 5 Jefes de Turno y 10 operadores)

Mantenimiento

Cuando se habla del Plan de Mantenimiento de una central de ciclo combinado, inmediatamente se piensa en el tren de potencia (turbina de gas, caldera, turbina de vapor y generador), y en las diferentes revisiones programadas de estos equipos.

Las altas temperaturas de trabajo en las

turbinas de gas exigen que los intervalos de mantenimiento de estas sean cortos, teniendo que parar todos los años para hacer algún tipo de inspección, este corto intervalo condiciona al resto de los equipos de la planta y se adaptan sus programas a los marcados por la turbina de gas.

Por este motivo nos centramos en los factores que influyen y determinan el plan de mantenimiento de las turbinas de gas:

Los distintos fabricantes recomiendan unos determinados intervalos de inspección en función de horas equivalentes de operación, la realidad es que cada inspección condiciona la siguiente, luego lo que en principio era un plan de mantenimiento programado se convierte en un plan basado en el estado actual de los equipos.

La vida útil de los componentes es función del tipo de material, recubrimiento cerámico y correcto diseño y funcionamiento del sistema de refrigeración, luego son los ingenieros de diseño los encargados de establecer la vida útil y la del personal de operación y mantenimiento conseguir que esa vida útil sea efectiva en la práctica.

Generalmente los componentes se diseñan y calculan para operación continua en carga base y son las condiciones de operación los que pueden hacer cambiar la vida útil de los distintos componentes como veremos en el punto 4.

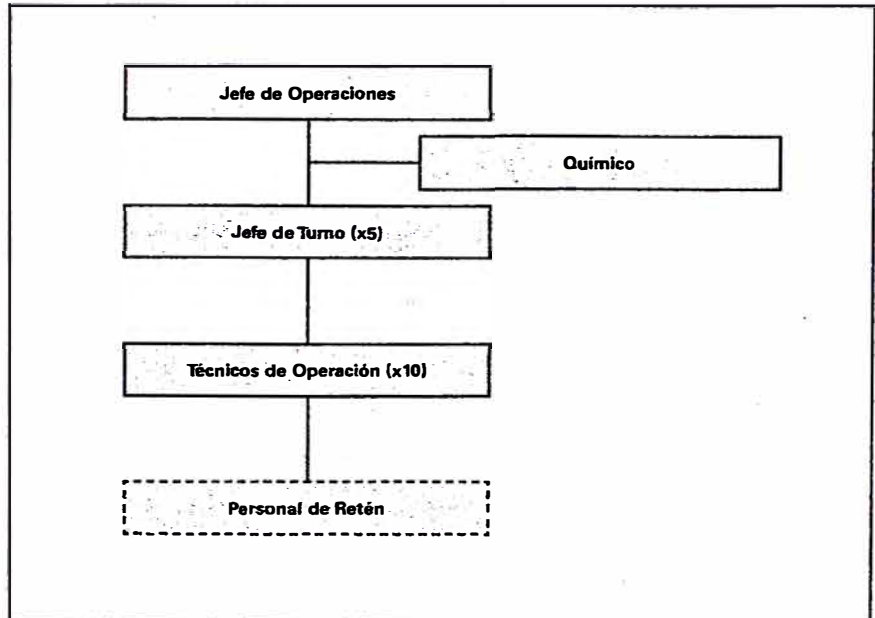
Es importante analizar los ciclos del mercado para planificar el mantenimiento en periodos de bajos precios, que suelen coincidir con periodos de baja demanda energética.

EFFECTOS DE OPERACIÓN CÍCLICA

Los desgastes de los componentes de la turbina de gas transcurren por diferentes caminos en función del tipo de operación seguido por la planta, se observa que la fatiga mecánica térmica es el principal limitador de la vida útil para unidades que funcionan de forma cíclica mientras que la termofluencia (creep), la oxidación y corrosión son los limitadores principales en las unidades en carga continua.

Condiciones de operación fuera de

ESTRUCTURA DEL PERSONAL DE OPERACIONES



secuencias de arranque o parada normal como disparos o rechazos de carga inciden de forma especial en la vida útil de los componentes.

TEMPERATURA DE COMBUSTIÓN

Temperaturas de combustión más altas requieren intervalos de mantenimiento más corto y reemplazo de las partes calientes.

Como ejemplo de lo anterior se considera que una hora funcionando 56 °C por encima de su temperatura normal de operación es equivalente a operar la misma 6 horas con su temperatura normal, en lo que respecta a la vida de los alabes. Esto implica un factor de mantenimiento de 6, pero hay que tener en cuenta que este comportamiento no es

lineal sino exponencial y al subir esa temperatura otros 56 °C hasta 112 aumentaría el factor de mantenimiento hasta 6 veces 6 o sea 36.

En este razonamiento hay que tener en cuenta que una reducción de la carga no implica necesariamente una reducción de la temperatura de combustión.

No obstante si se cumple en todos los casos que a menores temperaturas de combustión, se incrementa la vida útil de los componentes.

TIPO DE COMBUSTIBLE

La utilización de combustibles líquidos en las turbinas de gas tienen un gran impacto en la vida debido a que estos combustibles liberan una gran cantidad de energía térmica y contienen elementos corrosivos como sodio, potasio, vanadio y plomo que pueden acelerar la corrosión caliente en álabes fijos y móviles con la consiguiente reducción de vida. Además, cada uno de estos elementos, bien directamente o a través de compuestos formados con productos añadidos como inhibidores de corrosión, pueden dar lugar a la formación de depósitos.

Generalmente los combustibles líquidos utilizados no contienen altos niveles de estos elementos corrosivos, pero si son contaminados cuando llegan a los distintos emplazamientos durante el transporte, en los tanques, en las tuberías utilizadas previamente con otros combustibles, etc.

TRAS DOS AÑOS DE OPERACIÓN COMERCIAL, LOS CICLOS COMBINADOS ESTÁN DEMOSTRANDO UNA ALTA DISPONIBILIDAD Y FIABILIDAD



Hay que decir que estos combustibles se utilizan como respaldo en caso de problemas con el suministro de gas natural.

INYECCIÓN DE AGUA O VAPOR

La inyección de agua o vapor en los gases de combustión tanto para aumento de potencia como para control de emisiones derivan en intervalos de mantenimiento más cortos. El agua aumenta la conductividad en los gases de combustión e incrementa la transferencia de calor a los alabes provocando temperaturas de metal más altas y consiguientemente reduciendo la vida de los alabes. Todos los factores mencionados anteriormente se tienen en cuenta, cualquiera que sea la forma utilizada para el cálculo de las horas equivalentes de operación. Son las horas equivalentes las que determinan los intervalos de mantenimiento.

Capacidad de reparación

El tiempo de reparación depende totalmente del equipo de mantenimiento disponible en planta. Incrementar el personal con jornada a turnos se puede reducir el factor por tres. Si se cuenta con un personal especializado y altamente productivo puede ser reducido en un 50%, mientras que contando con personal de alta experiencia dicha reducción puede ser aún mayor. El disponer de un stock de repuestos adecuado también reduce el tiempo de parada.

La función de estas herramientas es la de controlar y ayudar a tomar decisiones sobre la operación y el mantenimiento ya que una parte importante de las paradas de mantenimiento se derivan de esta supervisión de la operación.

La monitorización de los niveles de vibración, la distribución de las temperaturas o degradación del rendimiento o potencia pueden derivar en posibles mantenimientos.

En el caso de la degradación, ésta puede ser clasificada como "recuperable" y "no recuperable".

La degradación recuperable está fundamentalmente ligada al ensuciamiento en de los filtros de entrada, compresor, la caldera o el condensador. La evaluación, limpieza y mantenimiento de esos equipos minimizan dicha degradación.

La degradación no recuperable es debida

al aumento de las holguras en las cabezas de álabes y fugas internas en la turbina. Esta degradación aumenta si se permite la entrada de aire sucio o aceites a través del compresor, y se minimiza evitando arranques y enfriamientos rápidos que puedan provocar rozamientos y falta de uniformidad en las temperaturas de la turbina.

De lo anterior se concluye que realizando una correcta operación, se puede minimizar la degradación acumulada no recuperable.

Discontinuidad de los costos

Hay cinco aspectos que debemos tener en cuenta a la hora de seleccionar el stock de repuesto: la criticidad del fallo, la frecuencia de consumo, el plazo de aprovisionamiento, el coste de la pieza y redundancia. Veamos con detenimiento cada uno de estos aspectos.

CRITICIDAD DEL FALLO

Los sistemas críticos son, como hemos visto, aquellos cuyo fallo afecta a la seguridad, al medioambiente o a la producción de energía. Por tanto, las piezas necesarias para subsanar un fallo que afecte de manera inadmisiblemente a cualquiera de esos tres aspectos deben ser tenidas en cuenta como piezas que deben integrar el stock de repuesto

CONSUMO

Tras el análisis del histórico de averías, o de la lista de elementos adquiridos en periodos anteriores (uno o dos años), puede determinarse que elementos se consumen habitualmente. Todos aquellos elementos que se consuman habitualmente y que sean de bajo coste deben considerarse como firmes candidatos a pertenecer a la lista de repuesto mínimo. Así, los elementos de bombas que no son críticas pero que frecuentemente se averían, deberían estar en stock (retenes, rodetes, cierres, etc.). También, aquellos consumibles de cambio frecuente (aceites, filtros) deberían considerarse.

PLAZO DE APROVISIONAMIENTO

Algunas piezas se encuentran en stock permanente en proveedores cercanos a la planta. Otras, en cambio, se fabrican bajo pedido, por lo que su disponibilidad no es inmediata, e incluso, su entrega puede demorarse meses.

Aquellas piezas que pertenezcan a equipos

críticos cuya entrega no sea inmediata, deberían integrar el almacén de repuesto. Aquellas piezas que aún no pertenecientes a equipos A o críticos, puedan suponer que un equipo B permanezca largo tiempo fuera de servicio deben considerarse igualmente en esa lista.

COSTE DE LA PIEZA

Puesto que se trata de tener un almacén con el menor capital inmovilizado posible, el precio de las piezas formará parte de la decisión sobre el stock de las mismas. Aquellas piezas de gran precio (grandes ejes, coronas de gran tamaño, equipos muy especiales) no deberían mantenerse en stock en la planta, y en cambio, deberían estar sujetas a un sistema de mantenimiento predictivo eficaz. Para estas piezas también debe preverse la posibilidad de compartirse entre varias plantas. Algunos fabricantes de turbinas, por ejemplo, ofrecen este tipo de servicio.

REDUNDANCIA EN LOS EQUIPOS INSTALADOS (DISEÑO)

La redundancia de los equipos instalados sobre todo en los sistemas auxiliares reducen considerablemente el stock de repuestos ya que averías en determinados equipos como bombas, enfriadores, filtros, etc, pueden ser reparados o inspeccionados con la unidad en operación.

Conclusiones

En ocasiones y como consecuencia de grandes demandas en las zonas de producción puede ser necesaria la presencia de determinadas unidades, lo que implica la imposibilidad de paradas.

Del mismo modo estas demandas pueden implicar a los combustibles siendo necesaria la utilización del combustible de respaldo con los problemas que mencionamos anteriormente.

Conclusión

Tras dos años de operación comercial, los ciclos combinados están demostrando una alta disponibilidad y fiabilidad, parámetros esenciales para conseguir un constante flujo de ingresos y mantener una alta rentabilidad, a pesar de el uso cíclico que se está haciendo de ellos ya que inicialmente estaban pensados para funcionar a plena carga de forma constante.

Solo mediante una buena gestión de la operación y el mantenimiento se pueden mantener estos niveles de disponibilidad y fiabilidad.



INFORMATIVO DGE

N° 8 Agosto 2004

El Gas Natural en El Mercado Eléctrico y sus Perspectivas

El 5 de agosto del año 2004 se inauguró la planta del Gas de Camisea en el campamento "Las Malvinas". Después de 20 años de su descubrimiento, se inicia una nueva etapa en la historia energética del país. Los expertos denominan a esta etapa como la gran revolución energética en el Perú, no sólo porque se trata de un combustible con múltiples ventajas comparativas que entra al mercado, sino por los importantes beneficios que ha de generar en los diversos sectores económicos.

El 5 de agosto del año 2004, el Presidente de la República, Dr. Alejandro Toledo, inauguró La planta del Gas de Camisea, ubicada en el Campamento Las Malvinas - Cusco, cuya inversión ascendió a 600 millones de dólares. Su puesta en operación permitirá el crecimiento del PBI en un punto porcentual anual durante los siguientes 33 años; y considerando además otro punto porcentual por la exportación de gas licuado, previsto a partir del año 2007, se obtendrá un crecimiento de dos puntos porcentuales en el PBI entre los años 2007 al 2025.

La extracción del gas de Camisea se efectúa desde los pozos de mil metros de profundidad, localizados en la plataforma San Martín 1, esta producción es transportada por un gasoducto de 25 km hasta la planta Las Malvinas. La capacidad de procesamiento es de 450 millones de pies cúbicos de los que se obtendrá una producción de 33 mil barriles por día de líquidos de gas natural.

El City Gate de Lurin, inaugurado el 6 de agosto de 2004, constituye el inicio del sistema de distribución de gas natural, el cual cuenta con una moderna tecnología de operación, mantenimiento y seguridad, que incluye además los ramales e instalaciones necesarias para los clientes iniciales. Cuenta con una sala de control para la operación del sistema de transporte, controla el ducto de líquidos de gas natural que llegará a la planta de fraccionamiento de Pisco.

Finalmente, el 7 de agosto del 2004 se inauguró la Planta de Fraccionamiento de Pisco que esta diseñada para producir más de 33 mil barriles por día de gas licuado de petróleo - GLP.

Impulso Inicial del Proyecto Camisea en el Sector Eléctrico Contrato Take or Pay (TOP) y Garantía por Red Principal (GRP)

El 9 de diciembre del año 2000, el Estado Peruano representado por la Empresa de Generación Eléctrica Electroperú adquirió un importante compromiso con el Consorcio de Camisea, con la finalidad de asegurar la viabilidad del Proyecto y otorgar un incentivo al Consorcio por invertir en el Proyecto Camisea. El Contrato de Suministro de Gas Natural para la generación de energía eléctrica (TOP), sirvió para impulsar este Mega Proyecto, pues significó el compromiso de pagar cerca de 20 millones de dólares anuales por la cantidad de gas comprometido, así no consumiera.

A fin de asegurar la inversión en proyecto de transporte de gas natural, el Estado decidió financiar parte del pago del transporte del gas natural con aportes del sector eléctrico dentro del peaje de transmisión, hasta que el uso del gasoducto fuera pagado totalmente por sus usuarios demandantes de gas natural.

Posteriormente se dieron las condiciones para transferir al sector privado el mencionado Contrato y, el 6 de mayo del año 2003, Proinversión adjudicó la Buena Pro a la Empresa de Generación Termoeléctrica Ventanilla S.A. (ETEVENSA), en virtud del cual, con fecha

1 de agosto de 2003 se suscribieron, entre otros documentos, un convenio de cesión de posición contractual entre ELECTROPERÚ S.A., ETEVENSA y el Consorcio, un Contrato de Suministro de Energía Eléctrica entre ELECTROPERÚ S.A. y ETEVENSA, y un Contrato de Compromiso de Inversión de ETEVENSA con Proinversión.

ETEVENSA prevé en una primera etapa, la puesta en servicio de sus grupos GT3 y GT4 de 155 MW cada uno, utilizando gas natural como combustible. En la segunda etapa (a partir del año 2006), la potencia comprometida será 383,14 MW (155 MW en ciclo simple y 228,14 MW en ciclo combinado); y el suministro de energía será retribuido mensualmente a razón de 23,90 US\$/MW.h. Esta forma de transacción se efectuará durante los primeros siete años del contrato.

El consumo de gas natural requerido asciende a 70 millones de pies cúbicos de gas por día (mpc/d), de los cuales el compromiso a firme llega al 80% (56 mpc/d). ETEVENSA tiene la opción de reducir dicha cantidad un 10% (a 50,4 mpc/d).

Actualmente, de acuerdo a lo previsto para esta primera etapa que ya se inició, ETEVENSA viene desarrollando la fase de prueba de sus grupos térmicos.

Perspectivas del mercado del Gas de Camisea en el Negocio Eléctrico

Los impactos importantes previsibles en el mercado por las proyecciones del consumo de gas natural para un horizonte entre el año 2004 al año 2027, con un crecimiento del consumo de energía eléctrica de 4,6% anual, se presentan en dos escenarios¹ detallados a continuación:

Escenario hidrotérmico al final del periodo se tendría una potencia efectiva de origen térmico del orden de 66%, mientras que la potencia efectiva de origen hidráulico sería de 34%. Este panorama se daría teniendo como punto de partida la situación actual en que la potencia efectiva de origen térmico es del orden de 40%, mientras que la de origen hidráulico llega al 60%.

Escenario térmico si todo el crecimiento de la generación eléctrica futura fuera térmica, a base de gas natural, en el año 2027 se tendría una potencia efectiva de origen térmico del orden de 75%, en tanto que la de origen hidráulico sería sólo de 25%.

En ambos escenarios, el sector eléctrico sería el principal consumidor de gas natural. En el escenario hidrotérmico su demanda sería de 800 millones de pies cúbicos por día, mientras que en el escenario térmico, la demanda sería de más de mil millones de pies cúbicos por día.

Asimismo, de ser factible desarrollar el proyecto de exportación y considerando el mayor consumo de gas natural (escenario térmico), por un periodo de 20 años, las reservas remanentes serían de: 2.6 trillones de pies cúbicos de reservas probadas y 29.3 trillones de pies cúbicos de reservas probables y posibles, por tanto nuestras reservas serían del orden de los 31,9 trillones de pies cúbicos.

Estas evidencias permiten indicar que el sector eléctrico ha sido el principal impulsor del desarrollo del mercado del gas natural en el Perú.

Estadística Eléctrica 2004

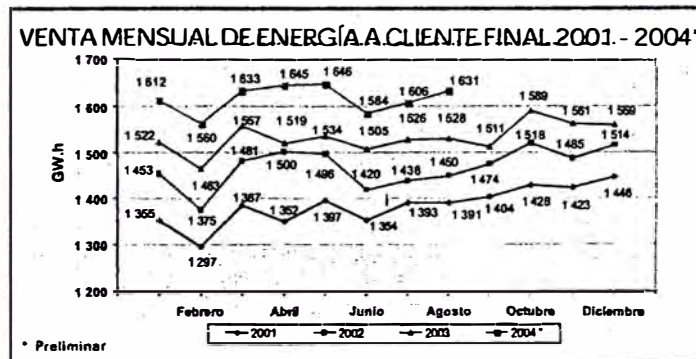
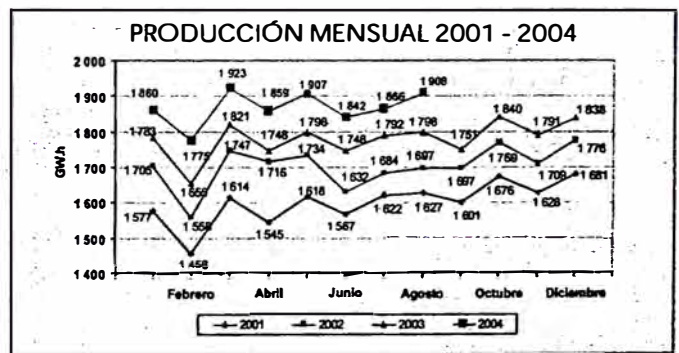
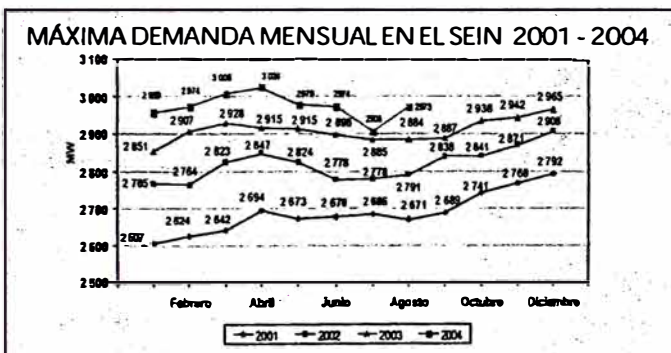
Comportamiento Mensual del Mercado Eléctrico: Máxima Demanda, Producción y Ventas de Energía Eléctrica al mes de Agosto 2004

La máxima demanda del Sistema Interconectado Nacional (SEIN) en el periodo enero - agosto del año 2004 fue 3 024 MW, cuyos incrementos relacionados al mismo periodo de los años 2003, 2002 y 2001, respectivamente, fueron 3,3 %, 6,2 % y 12,2 %.

La producción mensual para el mercado eléctrico en agosto del 2004 fue 1 908 GW.h y tuvo incrementos importantes tales como: 6,1 %, 12,4 % y 17,2 %, respecto a la producción del mismo mes de los años 2003, 2002 y 2001, respectivamente.

La venta de energía a cliente final en agosto 2004 registró 1 631 GW.h, habiéndose incrementado en 6,7 % respecto mismo periodo del año anterior. Específicamente, con relación a agosto 2002, hubo un incremento de 12,4 % y 17,2 % con respecto a agosto del 2001.

La producción y venta de energía eléctrica muestran un comportamiento mensual similar a la de los años anteriores, pero con tendencias crecientes, como se aprecian en las figuras siguientes:



Producción de Energía Eléctrica Enero - Agosto 2004 (MW.h)

Empresas del mercado eléctrico	Trimestre I		Trimestre II		Julio		Agosto		Acumulado	
	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004
1. Eléctrica S.A.	1 638 100,8	1 783 505,0	1 836 494,3	1 601 769,1	630 150,9	498 148,3	629 627,1	952 987,9	4 734 633,1	4 419 960,3
2. REDCEL S.A.	1 337 222,2	1 216 931,4	1 104 639,3	1 021 840,0	329 389,8	282 015,4	328 011,1	315 046,3	3 099 263,4	2 835 832,8
3. Energía del Sur S.A.	211 895,3	333 931,4	281 036,5	452 824,5	164 507,9	181 342,4	173 691,2	186 299,9	811 130,9	1 154 198,2
4. TERMOELVA S.P.A.	133 697,0	158 258,6	232 588,0	329 369,3	72 228,9	119 492,5	38 762,7	204,6	477 474,8	729 134,3
5. ETEVENSA	2 398,8	0,0	0,0	148 074,8	0,0	160 414,4	0,0	110 436,9	2 398,8	418 828,2
6. Eggen S.A.A.	618 175,9	653 053,9	539 108,2	554 977,5	118 174,3	122 880,4	107 125,6	109 288,7	1 382 584,0	1 440 200,5
7. Empresa de Electricidad de las Américas S.A.	302 008,6	249 230,3	304 385,4	241 864,8	97 832,6	87 799,7	101 795,1	92 766,7	808 021,7	671 861,6
8. Corp. de Generación Eléctrica de Arequipa S.A.	231 584,0	278 728,6	217 989,7	281 300,3	73 257,3	67 094,8	77 622,0	90 147,8	800 452,9	717 271,8
9. Empresa Eléctrica de Piura S.A.	16 745,3	84 745,3	48 625,6	172 022,8	61 545,7	76 291,1	74 563,1	74 563,1	189 103,4	407 622,3
10. Exp. de Generación Eléctrica Macho Pichu S.A.	169 177,3	177 700,5	178 124,9	180 935,9	61 716,2	63 091,8	62 443,8	63 013,5	489 462,2	484 741,8
11. Empresa de Generación Eléctrica San Carlos S.A.	210 440,3	236 155,7	201 387,0	202 383,0	47 022,7	50 914,6	55 583,9	49 704,3	514 433,8	539 157,7
12. Cinsa	389 191,0	408 783,7	369 220,7	441 517,0	135 888,9	138 488,1	154 585,8	140 022,2	1 047 896,0	1 125 891,2
TOTAL	5 259 835,4	5 559 024,7	5 291 599,8	5 608 733,6	1 791 712,8	1 865 973,3	1 797 634,8	1 907 996,4	14 140 782,7	14 941 728,2

(*) La empresa ETEVENSA incrementó su producción a partir de junio del año 2004

Noticias Nacionales e Internacionales

ARGENTINA

Fuerte aumento estacional en las tarifas de electricidad

El Gobierno otorgó ayer un fuerte aumento estacional en las tarifas eléctricas. Según afirmaban anoche ministros y voceros oficiales, el alza, que regirá desde el miércoles, no alcanzará en absoluto a los hogares. Sin embargo, según los cálculos de las empresas que cobrarán ese servicio, sería del 1%, en promedio, para los consumos familiares. El resto de las subas se distribuirá en un 7% para pequeñas entidades como escribanías, sociedades de fomento o estudios jurídicos; un 11%, para comercios, y entre un 20 y un 30% para grandes empresas. La medida, aplicada mediante una resolución firmada por el secretario de Energía, Daniel Cameron, y publicada ayer en el Boletín Oficial, sorprendió a los empresarios de la electricidad porque hace dos semanas el ministro de Planificación, Julio De Vido, encargado del área, había negado la iniciativa, que había trascendido 24 horas antes. A diferencia de otros años en que el aumento estacional era retrotraído a los pocos meses -cuando llegaba el verano y bajaba la demanda-, los incrementos son esta vez definitivos porque se aplicarán para compensar el déficit ocasionado en el mercado eléctrico mayorista, luego de más de dos años sin modificaciones. Las diferencias con el sector podrían regresar en octubre, cuando suba el precio del gas en boca de pozo un 18 por ciento -tal como lo prevé el sendero tarifario fijado por el Gobierno meses atrás-, y con él los costos que deben afrontar generadoras y distribuidoras. "Debería haber otro aumento", dijeron los generadores.

(Electroindustria, La Nación, 31/8/04)

BOLIVIA

Bolivia, Brasil y Perú acuerdan programa de integración-gasífera

Además de la integración física que se proyecta en la Amazonía y que supone la construcción de una ruta transoceánica entre el Atlántico y el Pacífico, los presidentes de Bolivia, Carlos Mesa; de Brasil, Luiz Inácio Lula da Silva y del Perú, Alejandro Toledo, decidieron impulsar un programa de largo alcance para la integración energética común, sobre la base de las reservas de gas que tienen los tres países. En la declaración que los tres presidentes rubricaron se imprimió la "voluntad de impulsar la complementación e integración energética en América del Sur y de cooperación en el área de hidrocarburos y otras formas de energía, aprovechando las importantes reservas de sus países".

(Los Tiempos, 12/8/04)

CHILE

Precio de nudo subiría 5% para diversificar fuentes de energía

Sin mayores cambios y confirmando lo que se rumoreaba desde hace un par de semanas, Jorge Rodríguez, ministro de Economía y Energía, y Luis Sánchez Castellón, secretario ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía (CNE), dieron a conocer seis

medidas que implementará la autoridad para modificar la matriz energética y dejar de depender del gas natural argentino en el corto plazo. Las medidas se vinculan al desarrollo de nuevas energías, un plan de obras más seguro, transparencia regulatoria, integrar el concepto de "sequía del gas natural", mayor competencia en el mercado de los clientes libres y solicitar reservas de gas. Las cinco primeras estarán operativas en el mejor de los casos en septiembre vía reglamento, mientras que la última requerirá un cambio a la Ley de servicios de Gas, proyecto que se enviará antes de fin de año al Congreso. Según Rodríguez, con estos cambios, más la Ley Corta, se sigue depositando en los privados la toma de decisiones en materia de inversión, por lo que descartó que la autoridad esté privilegiando el desarrollo de centrales hídricas, a carbón, geotérmicas o diésel. "El Gobierno no está escogiendo energías o tecnologías específicas, está dejando que los propios agentes del mercado las escojan, pero está incorporando la nueva realidad en el sistema eléctrico". Rodríguez estimó que las tarifas mayoristas deberían crecer en alrededor de 5% en los próximos cuatro años, siempre y cuando las condiciones se mantengan similares a las de hoy, pero precisó que el mercado debe generar las condiciones para desarrollar nuevos proyectos.

(Estrategia, 13/8/04)

COLOMBIA:

Crecen las ventas de energía a Ecuador

Los buenos resultados por ventas de energía a Ecuador se mantienen. En julio se exportaron 112 gigavatios-hora (GWh) los cuales permitieron ingresos al país de 6,1 millones de dólares, y se importaron del vecino país 3,5 GWh por los cuales se pagaron 61.074 dólares. Las ventas en el mes pasado contribuyeron para que en los siete primeros meses del año las exportaciones de energía al vecino país totalizaran 65,1 millones de dólares producto de 949,81 GWh. En 17 meses de operaciones se han realizado ventas de energía eléctrica por 145,7 millones de dólares, lo que convierte a Ecuador en un mercado de gran interés para el país. (El Colombiano, 20/8/04)

PERÚ:

Gas Natural de Camisea nos volverá más competitivos

Exportaremos gas licuado de petróleo por un monto de US\$ 300 millones anuales. El Ministro de Energía y Minas indicó que nosotros estamos sometidos a una presión que nos cuesta 400 millones de soles de déficit. Camisea puede significar que eso se vaya reduciendo progresivamente.

Ya empiezan los cambios con Camisea, el Ministro anunció que en la primera semana de setiembre llegaría el primer barco para transportar propano, butano al exterior.

La planta que se ha inaugurado en Pisco produce 16,000 barriles diarios, por lo tanto quedará un excedente de 10,000, que como se ha dicho se va comenzar a exportar sobre bases regulares a partir de setiembre. Al final del presente año serán 70 millones de dólares, pero en un año normal van a ser 300 millones de dólares. (Nota de Prensa del MEM 9/8/04)

Población ya siente beneficio de Camisea en tarifas Eléctricas que bajaron hace dos años

El gas de Camisea ya está beneficiando a los peruanos a través de las tarifas eléctricas, que hace dos años debieron haber subido y bajaron, como consecuencia de la ejecución del proyecto Camisea que ya estaba considerado en el esquema de dichas tarifas. Además el país va a dejar de importar cantidades adicionales de crudo porque se tiene una energía abundante y más limpia.

El sector industrial se beneficiará más rápido que el transporte, porque existen entre 100 a 150 empresas del área de Lima que han sido identificadas por su cercanía al gasoducto, podrían cambiar al gas natural para sus procesos, en el transcurso de una año. (Nota de Prensa del MEM 23/8/04)

URUGUAY:

UTE emplea generación térmica e importación al continuar la sequía

El parque generador de UTE sigue muy afectado por la falta de agua en las represas lo que dispara los costos de la empresa eléctrica y obliga a la importación de energía desde los países vecinos. Se han tenido que encender las unidades 5 y 6 de la central Batlle que funciona con fuel-oil, dijo el director Juan Gabito. UTE está realizando una ronda de contactos entre bancos para conseguir financiamiento que le permita minimizar el próximo incremento tarifario que los servicios técnicos de la empresa eléctrica calculan que debiera ser algo superior al 10% y podría llegar al 12% para paliar la disparada de los costos de importación y generación de energía. (El País, 31/8/04 y 1/9/04)

Sabia usted que ...

La Región Ucayali

Cuenta con una población¹ estimada al año 2003 de aproximadamente 460 557 habitantes, registró un consumo de 113,03 GW.h y tuvo un consumo per cápita de 245,4 kW.h / habitante. Este consumo estuvo orientado a los siguientes sectores: Manufactura (31%), Residencial (37%), Agricultura (2%) y Comercio (4%), y otros (26%).

En la estructura de consumo de energía en esta región se explica principalmente por la presencia de la industria del procesamiento de la madera, la generación eléctrica del gas de Aguaytía y la agroindustria.

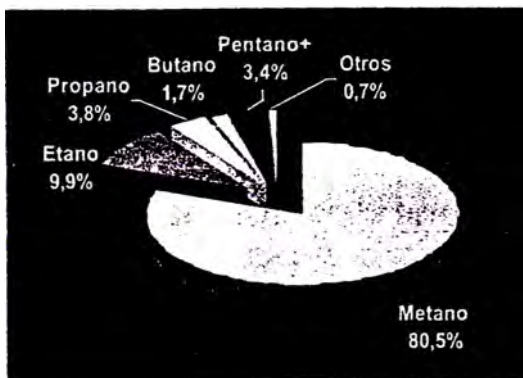
La Región Huancavelica

Cuenta con una población¹ al año 2003 de aproximadamente 451 508 habitantes. Esta región tuvo un consumo total de 111,01 GW.h, y un consumo per cápita de 245,9 kW.h/ habitante. Su estructura por sectores de consumo es la siguiente: Minería (84%), Comercio (2%), Residencial (8%), y otros (6%). En esta región hay un desarrollo importante de la actividad minera

^{1/} Población estimada por el INEI

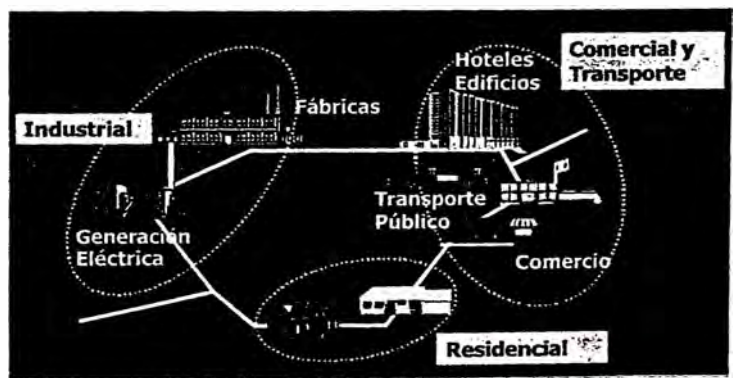
El gas natural es un combustible limpio, porque su componente químico más importante es el gas metano que favorece su mezcla con aire y su combustión no produce emisiones de óxido de azufre SO₂ y tiene menores emisiones de óxidos de nitrógeno - NO_x por unidad de energía obtenida que el petróleo o el carbón. La reducción de emisiones nocivas al ambiente (aire, agua y tierra) puede contribuir a cambiar la tendencia de aumento potencial del Efecto Invernadero, considerado como un grave problema a nivel mundial.

Composición del Gas Natural de Camisea



Fuente: Proyecto Camisea - MEM/DGH

Los segmentos del Mercado de Gas Natural



Publicaciones

- Informativos DGE 2004
- Estadísticas Eléctricas 2002 - 2003
- Inversiones Eléctricas 2004
- Compendio de Normas del subsector Eléctrico 2004
- Anuarios Estadísticos 1998 - 2003.
- Plan Referencial de Electricidad 2003 - 2012

Visite la página web: <http://www.mimem.gob.pe>

Esta disponible en CD, la versión 2004 de Normatividad y Estadísticas Eléctricas, en ella encontrará las normas del sector actualizadas, las estadísticas eléctricas, mapas del sector así como información concerniente a concesiones eléctricas.



7 OPERACIÓN

7.1 Operación de Carga

Fig. 7.1

La temperatura del aire ambiental influye sobre el caudal másico del aire de succión. Deberá notarse que un compresor axial es una máquina la cual procesa un cierto caudal volumétrico. Este caudal volumétrico no puede incrementarse fácilmente, debido a que, especialmente en las primeras etapas del compresor estamos operando a aproximadamente la velocidad del sonido. De este modo, el caudal volumétrico está en su máximo; lo que significa que el caudal másico varía con la temperatura del aire ambiental, debido a la influencia de la temperatura sobre la densidad.

Por ejemplo, el caudal másico del aire y de este modo del combustible que puede ser quemado, se incrementa con la disminución de la temperatura del aire ambiental, lo cual a su vez incrementa el rendimiento del generador.

Fig. 7.2

La desviación de las condiciones de carga de la carga básica conduce a la pérdida de eficiencia por diferentes razones. La más importante (entre el 55% y el 100% de la carga) es el efecto de los álabes guía de posición variable, los cuales reducen el caudal volumétrico (y másico).

Además, si el patrón de flujo alrededor de los perfiles se desvía de las condiciones de diseño debido a cambios de temperatura y parámetros de presión, la eficiencia se ve influenciada desfavorablemente.

7.2 CONTROLES

Durante la operación de carga, varios controles están en servicio para mantener la turbina de gas en condiciones de trabajo apropiadas o para limitar el intervalo de algunos parámetros de operación para proteger los sistemas adyacentes. Esos controles son:

- Control de velocidad ✓
- Control de carga ✓
- Control de la temperatura de los álabes guía de posición regulable ✓
- Control de la temperatura del gas de escape ✓
- Control de carga límite ✓
- Control de gradiente límite del compresor ✓
- Control de Π ✓

7.2.1 Control de los Álabes Guía de Posición Regulable (IGV)

7.2.1:1 Tarea

Fig. 7.2

En la entrada, el compresor está equipado con álabes guía ajustables (IGV), los cuales permiten regular el flujo de aire de succión, es decir el flujo de aire en toda la turbina. “Abriendo” los IGV se incrementa, “cerrandolos” se reduce el caudal másico del aire. Deberá notarse que durante la operación el caudal másico del aire nunca debe parar, de modo que el término “IGV cerrado” no significa que el flujo de aire esté bloqueado. Más bien significa que el flujo de aire está en su mínimo (aproximadamente 70%).

Durante la operación a carga constante del generador - es decir a flujo de combustible constante, la temperatura del gas de escape se incrementa si los IGV se cierran y viceversa. Lo que significa que haciendo variar la posición de los IGV puede mantenerse constante la temperatura del gas de escape aunque la carga - y el flujo de combustible - cambie. Este comportamiento lleva a efecto las siguientes ventajas:

Los componentes corriente abajo (las álabes de la turbina, los discos, el generador de vapor de recuperación de calor) no sufren de cambio de temperatura tras el cambio de carga del generador.

Los procesos de recuperación de calor se efectúan a una temperatura alta, aún a una baja carga del generador, de modo que la eficiencia total de la central es muy alta, aunque la eficiencia de la turbina de gas disminuye un tanto tras el cierre de los IGV.

El cambio simultáneo del flujo de combustible y aire significa que la relación de combustible/aire permanece constante. De este modo, el intervalo de operación del quemador de premezclado decrece hasta aproximadamente el 50% de la carga del generador. Si no tuviéramos un control de flujo de aire el quemador de premezclado podría usarse únicamente entre el 100% descendiendo hasta el 90% de la carga.

Si el flujo de combustible tiene que ser cambiado rápidamente, por ejemplo si el generador de la turbina de gas se usa para soportar frecuencia, el control de los IGV debe garantizar una relación de combustible/aire constante, también; es decir que los IGV también deben reaccionar rápidamente. Si los IGV son muy lentos para perseguir el cambio de flujo de combustible, el control del gradiente límite del compresor será activado.

7.2.1.2 Componentes y Funciones

Fig. 7.3

El control de los IGV es un control PI de valor analógico, el cual define el valor de consigna para el control de posición, el cual a su vez actúa sobre el posicionador de los IGV en un modo de escalonamiento. Para la retroalimentación de la posición actual de los álabes guía (posición VLe) se usa un sensor electrónico.

Para lograr una temperatura de gas de escape constante, la cual es el canal de control normalmente activo - la señal actual "TATK" (temperatura de salida de la turbina corregida) se compara con el valor de consigna de la TATK. Ambos valores son proporcionados por el control de la TATK. En el modo de ciclo combinado, la TATK puede ser limitada (TSMAX del control de unidad) debido a las restricciones impuestas por los sistemas de turbina de caldera/vapor. Esta limitación es la tarea del control de la TATK.

Para lograr cambios de posición rápidos, tras el cambio de la carga, se proporciona un canal, el cual usa el valor de consigna de flujo de combustible actual para preestablecer el valor de consigna de posición de los IGV. Esta característica acorta el tiempo de respuesta del control en el caso de cambios de carga rápidos, puesto que no tenemos que esperar hasta que el cambio de carga tenga un efecto sobre la TATK.

Si la relación de presión en el compresor ($\pi = p_{VII}/p_{VI}$) excede un cierto valor puede ocurrir un choque del compresor, lo cual es una situación peligrosa. De este modo, se proporciona un limitador de la relación de presión (control de π), el cual da como resultado un valor de consigna de posición de los IGV propio y el valor de consigna del flujo de combustible. El canal de control de los IGV relevante cuida la transición sin choques al control de p , si este valor se vuelve el limitante.

7.2.1.3 Modos de Operación

Fig. 7.5

El paso de los álabes guía de la entrada del compresor se ajusta entre el límite mínimo G.VLE1.01 (-40 grados/posición al 0%) y el límite máximo G.VLE01.02 (0 grados/posición al 100%) posición abierta durante la operación en estado estacionario.

Durante el arranque y la parada, cuando la velocidad del rotor es menor que S.TURB.03 (aproximadamente 1800 RPM), la posición de los IGV se fija en G.VLE.03 (-48 grados/posición al -20%).

Su posición es medida por el detector analógico MBA11 CG101 y la lectura se visualiza sobre un indicador analógico (-20 - 100%) sobre la consola de control del generador de la turbina.

7.2.2 Control de Temperatura del Gas de Escape (TATK)

7.2.2.1 Tareas

La temperatura de salida de la turbina es medida por 24 termopares de tres elementos. Los termopares están igualmente separados sobre la circunferencia del difusor de escape directamente corriente abajo del escape de la turbina. Las señales de temperatura sirven para dos propósitos diferentes:

- control de temperatura y protección de la temperatura

La señal del control de temperatura sirve como un control limitante, asegurando que cierta temperatura máxima no se exceda en el área de la cámara de combustión, la turbina y la sección de escape de la turbina. Si el sistema de control de temperatura falla, el sistema de protección contra temperatura inicia el disparo de la turbina, evitando que la turbina sea operada a temperaturas inadmisiblemente altas que causen daño a la turbina.

7.2.2.2 Componentes y Funciones

Fig. 7.6

La señal de cada cuarto de los 24 termopares se envía al control de temperatura de la turbina de gas. El control de la turbina de gas calcula la temperatura de salida promedio de la turbina de gas de las seis señales de temperatura. Este valor promedio se corrige entonces por la influencia de la velocidad del rotor y la temperatura de entrada (promedio) del compresor con el valor promedio de las cuatro mediciones de temperatura del aire de entrada del compresor. El valor corregido es la llamada temperatura de escape de la turbina, corregida (TATK).

7.2.2.3 Modos de Operación

Fig. 7.6

El valor de consigna para la TATK depende del modo de operación de la TG (ciclo abierto o combinado). En el caso de la operación de ciclo combinado el valor de consigna puede limitarse a los valores externos - es decir definidos por la unidad de control - TSX resp. TSMAX.

En el caso de que los IGV no estén en la posición "max", el control de los IGV es responsable del control de la TATK. La interferencia con el control de los IGV se evita sumando al valor de consigna de la TATK prevaleciente, una cierta diferencia de temperatura (por ejemplo 10 K) de modo que el control de la TATK y su influencia sobre la válvula de control de combustible, se inactive.

Únicamente en el caso de que los IGV estén en la posición “max”, el valor de consigna de la TATK se toma nuevamente la TATK a carga básica (TT.ATK.GL). La transición al nuevo valor de consigna de la TATK se hace con ciertas perturbaciones transitorias (TTK.ATK.03, por ejemplo 240 K/min Δ tiempo de transición 2,5 s). De este modo, se evita la variación entre los dos controles.

7.2.3 Control de Purga del Compresor

Fig. 7.7

7.2.3.1 Tarea

El compresor axial de la turbina de gas está diseñado para funcionar a la velocidad normal de funcionamiento del generador de la turbina. Durante la operación, la velocidad debe estar dentro de una tolerancia definida de la velocidad de diseño. A velocidades inferiores al intervalo permisible, las primeras etapas del compresor podrían estar tan altamente cargadas aerodinámicamente, que el flujo de aire podría separarse de los álabes del compresor, debido a la excesiva desaceleración. En consecuencia, las etapas del compresor sobrecargadas no pueden generar el incremento necesario de presión, el compresor funciona de manera irregular, y el flujo de aire se vuelve inestable. El rompimiento de los patrones de flujo da como resultado un flujo invertido periódico, el cual se caracteriza exteriormente por fluctuaciones pronunciadas, periódicas, en la presión en la etapa final del compresor junto con una severa vibración del generador de la turbina, y ruido pulsátil sincronizado con fluctuaciones de presión. Esto hace peligrar los álabes del compresor, los cuales son sometidos tanto a esfuerzos de flexión alternativos altos como a temperaturas altas.

Puesto que la turbina de gas opera por debajo del intervalo de velocidad permisible durante el arranque y la parada, el sistema de purga reduce la carga sobre el compresor, desviando cantidades específicas de aire de las etapas del compresor 4, 9, y 13 hacia el difusor de escape. Debido a que la descarga del compresor puede volverse inestable durante la operación poco frecuente también, las válvulas de purga también se abren cuando la velocidad del compresor cae por debajo de ciertos límites.

7.2.3.2 Componentes

Fig.7.7a, b

El acumulador de aire de purga MBA40 BB001 almacena aproximadamente 15 galones de aire de la 9a y 13ra etapa del compresor. Este abastece el aire a los accionadores neumáticos para abrir y cerrar las válvulas de purga. El acumulador almacena suficiente aire para por lo menos dos ciclos de abrir/cerrar, cuando está completamente cargado.

El acumulador se llena con el aire extraído de las tuberías de purga en la 9a y 13ra etapa. Las dos tuberías, para llenar el acumulador, están dimensionadas de modo que enfrían suficientemente el aire del compresor. Una válvula reductora de presión del gas MBA40 AA151, en la tubería de la 13ra etapa, reduce la presión del aire a aproximadamente 7 bar. La tubería de extracción de la 9a etapa es una tubería de abastecimiento del acumulador de aire redundante. Esta sirve como reserva en el caso de que la válvula reductora de presión del gas MBA40 AA151 funcione mal. Cada tubería de extracción tiene una válvula de retención (MBA40 AA201 y ...202). Las válvulas de retención evitan que el aire del acumulador fluya de regreso hacia la turbina de gas cuando la presión del compresor cae por debajo de la presión del acumulador, tal como durante la parada y el reposo.

Las dos tuberías de extracción se unen en una tubería común antes de entrar al acumulador. Una válvula de alivio de presión MBA40 AA191 localizada en esta tubería protege el sistema de purga de las cargas de alta presión inadmisibles. Un sensor transmisor de presión MBA40 CP001 localizado corriente abajo de la válvula de alivio de presión supervisa la presión dentro del acumulador. Si la presión en el tanque de purga es muy baja, las válvulas de purga no pueden abrirse apropiadamente durante la parada de la turbina de gas. Por lo tanto, el lógico de control emitirá una "falla del dispositivo de purga" si la presión cae por debajo del valor de consigna del MBA40 CP001, siendo la velocidad de la turbina mayor que aproximadamente 2880 rpm (S. TURB.07).

La válvula de globo MBA40 AA251 debe abrirse para cambiar el acumulador, para un arranque inicial o si las válvulas de purga van a ser activadas por razones de servicio durante el reposo.

Cuando la turbina de gas está en reposo, la condensación debe ser drenada del acumulador de vez en vez, abriendo la válvula de globo MBA40 AA401.

El sistema de purga tiene cuatro tuberías de purga. Dos tuberías de purga están conectadas a la etapa 4 del compresor y una a cada una de las etapas 9 y 13 del compresor. Las tuberías de purga se abren hacia el difusor de gas de escape corriente abajo de la turbina de gas. Por lo tanto, el bloque de escape funciona simultáneamente como un silenciador para el aire de purga.

Cada tubería de purga tiene una válvula de purga activada neumáticamente MBA41/42/43/44 AA051. Las válvulas tienen dos posiciones: ABIERTA y CERRADA.

Cada accionador de válvula de purga tiene una válvula solenoide de 4/2 vías para controlar el abastecimiento de aire comprimido al accionador de la válvula de purga. Las válvulas de purga se abren cuando las válvulas solenoide piloto son desactivadas. Las válvulas deben abrirse para el arranque. Tres interruptores de seguridad (dos "Abiertos" y uno "Cerrado") supervisan la posición de cada válvula. Si dos de los tres interruptores indican que una válvula no está abierta, la turbina no puede arrancar.

7.2.3.3 Modos de Operación

Todas las válvulas de purga deben ser abiertas antes de que la turbina de gas pueda arrancar. La secuencia de cierre de las válvulas depende del tipo de combustible, con el que se arranque la turbina, con combustible líquido o con gas de combustión.

Arranque con Gas de Combustión

Durante el arranque con gas de combustión las válvulas de purga se cierran en función de la velocidad de la turbina de gas.

Válvula	Condición	Orden
MBA43AA001 (válvula 3)	2778 rpm (S.TURB.03)	CERRAR
MBA42AA001 (válvula 2)	2880 rpm (S.TURB.07)	CERRAR
MBA41AA002 (válvula 1.2)	3528 rpm (S.TURB.13)	CERRAR
MBA41AA001 (válvula 1.1)	3528 rpm (S.TURB.13) y un retraso de 5 sec.	CERRAR

El retraso de 5 segundos para la válvula 1.1 evita el cierre simultáneo de las válvulas de purga 1.1 y 1.2. Todas las válvulas deben ser cerradas durante la operación sin carga.

Arranque con Combustible Líquido

Durante un arranque con combustible líquido, el aire es desviado alrededor de los quemadores para incrementar la estabilidad de la llama del combustible líquido. Por lo tanto, las válvulas de purga se cierran después de la sincronización. Esto produce un proceso de arranque ligeramente más prolongado que la secuencia de arranque con gas de combustión.

Válvula	Condición	Orden
MBA41AA001 (válvula 1.1)	Generador en línea (disyuntor del generador cerrado)	CERRAR
MBA41AA002 (válvula 1.2)	Generador en línea Y 5 segundos de retraso	CERRAR
MBA42AA001 (válvula 2)	Generador en línea Y 10 segundos de retraso	CERRAR
MBA43AA001 (válvula 3)	Potencia > 17 MW (E.LEIST.35)	CERRAR

Operación con Carga

Las válvulas de purga permanecen cerradas durante la operación normal.

Parada

Durante una parada normal, las cuatro válvulas de purga se abrirán después de que la velocidad de la turbina de gas caiga por debajo de S.TURB.10 (aproximadamente el 95% de la velocidad normal de operación).

Limpieza del Compresor

Las válvulas de purga deben abrirse y cerrarse durante la limpieza del compresor para remover el fluido de limpieza de las tuberías de purga inferiores. Para reducir al mínimo los cambios de carga, las válvulas de purga son actuadas por una serie de control parcial.

Disparo de la Turbina de Gas

En caso del disparo de la turbina de gas, todas las válvulas de purga deberán abrirse inmediatamente después de que la válvula de cierre rápido apropiada haya sido cerrada.

Pérdida de Velocidad Durante el Arranque con Gas de Combustión sin Disparo

Las válvulas de purga cerradas pueden abrirse nuevamente si existe una pérdida de velocidad de la turbina sin que esta se dispare durante el arranque con gas de combustión.

Válvula	Condición	Orden
MBA43AA001 (válvula 3)	2778 rpm (S.TURB.03)	CERRAR
MBA42AA001 (válvula 2)	2880 rpm (S.TURB.08)	CERRAR
MBA41AA002 (válvula 1.2)	3420 rpm (S.TURB.10)	CERRAR
MBA41AA001 (válvula 1.1)	3420 rpm (S.TURB.10)	CERRAR

Subfrecuencia Durante la Operación de Carga

Si la velocidad del compresor cae por debajo de S.TURB.10 (aproximadamente el 95% de la velocidad normal de operación), las válvulas de purga 1.1 y 1.2 se abrirán

7.3 Protección

Fig. 7.8

Algunos de los parámetros de operación o modos de operación, si se desvían demasiado de las condiciones normales, pueden resultar peligrosos para la turbina de gas e incluso para la central en su totalidad. De modo que se encuentran implementados algunos circuitos de protección, los cuales podrían, en el caso de una excesiva desviación de los parámetros, llevar la turbina de gas nuevamente a condiciones seguras. Esto se hará - si es posible - por medio de una reducción de la carga; sin embargo, en casos de emergencia la turbina de gas se dispara. Los canales de protección son:

- Protección Contra Vibración
- Protección de Cojinetes Contra Temperatura Excesiva
- Protección Contra Velocidad Excesiva
- Protección del Compresor Contra Golpes de Ariete
- Supervisión de la Llama
- Supervisión de la Caída de Presión en la Cámara de Combustión
- Supervisión de la Fluctuación de Presión en la Cámara de Combustión (Zumbido)
- Supervisión de la Temperatura del Metal del Quemador (Retrosceso de la Llama)
- Protección Contra la Temperatura de los Gases de Escape
- Supervisión del Aire de Enfriamiento

7.3.1 Protección contra Vibración

Fig. 7.9

Las vibraciones de la carcasa se miden en el alojamiento del cojinete de la turbina por medio de un detector de vibración de 2 canales MBD11 CY101 y en el alojamiento del cojinete del compresor por medio del detector de vibración de 2 canales MBD12 CY101. Las vibraciones de la carcasa se miden en los cojinetes debido a que, es en estos sitios donde la energía de vibración se transfiere desde el rotor hacia los componentes y soportes de la máquina.

La velocidad de la vibración calculada a partir de la señal recibida es sometida a un procesamiento adicional. Para cualquier canal de ambas señales recibidas, la velocidad de la vibración efectiva deberá ser calculada por una unidad procesadora de señales. La velocidad es enviada como una señal mA al sistema de control de la turbina de gas.

Si el valor efectivo de la velocidad de la vibración de cualquier canal de cualquiera de las captaciones excede el límite Y.LAGER.M (tal como 7.0 mm/s) en el compresor o en el cojinete de la turbina, se emite una "ADVERTENCIA DE ALTA VIBRACION DEL COJINETE". Para incrementar la disponibilidad de la turbina de gas, la turbina de gas se dispara únicamente si ambos canales reportan que se excedió el límite superior Y.LAGER.S (tal como 11.0 mm/s).

Si uno de los dos canales señala un nivel de vibración cercano a cero, inferior a Y.LAGER.01 (aproximadamente 0.3 mm/s) mientras el otro canal señala que la vibración está por encima del límite Y.LAGER.S, se asume que el detector que reporta el valor extremadamente bajo está fallando y la turbina de gas deberá ser disparada.

Se emitirá una señal de "PERTURBACION DE LA VIBRACION DEL COJINETE" si existen cualquiera de las siguientes tres condiciones:

1. Las señales de los dos canales se desvían de Y.LAGER.02 (aproximadamente 1.0 mm/s) por más de 3 segundos.
2. Al menos un módulo del procesador señala una perturbación por lo menos durante 10 segundos y no existe una diferencia significativa entre los canales A y B.
3. Los canales A y B indican un nivel de vibración cercano a cero, inferior a Y.LAGER.01 (aproximadamente 0.3 mm/s).

Si el sistema emite una señal de "PERTURBACION DE LA VIBRACION DEL COJINETE", entonces la supervisión de la vibración no estaría más asegurada y la turbina de gas deberá ser parada tan pronto como sea posible por el personal de operación, para su reparación.

Los detectores deben ser calibrados durante la operación de la turbina de gas. La calibración puede ser realizada únicamente con un interruptor de cierre con llave. Puesto que los detectores de vibración no están activos durante la prueba de calibración, el sistema emitirá una alarma de "CALIBRACION DE DETECCION DE VIBRACION ENCENDIDA" si los detectores se calibran mientras la velocidad de la turbina de gas está por encima de S.TURB.05 (aproximadamente el 80% de la velocidad normal de funcionamiento). Si los detectores se calibran mientras la velocidad de la turbina de gas está por debajo de S.TURB.05, el sistema no emitirá una alarma, pero el arranque de la turbina de gas será prohibido.

La turbina de gas no puede arrancar si ya existe una perturbación del dispositivo que mide la vibración.

7.3.2 Protección de Cojinetes Contra Temperatura Excesiva

Fig. 7.10

La turbina de gas tiene dos cojinetes: el cojinete del compresor y el cojinete de la turbina. El cojinete del compresor es un cojinete combinado. Este tiene un cojinete radial con cojinetes axiales sobre ambos lados. El cojinete de la turbina es un cojinete radial. Este arreglo soporta el movimiento del rotor en ambas direcciones. Los cojinetes son moldeados con metal antifricción. Ellos son sometidos a daños debido a deficiencias del aceite lubricante, sobrecargas, temperatura de aceite excesiva o materia extraña. Para el rápido reconocimiento del daño potencial del cojinete, se mide la temperatura del metal del cojinete en lugar de usar la temperatura del aceite lubricante.

La temperatura del metal del cojinete del compresor es registrada por cinco termopares: dos termopares de dos elementos MBD12 CT102/103 vigilan la temperatura del cojinete axial sobre el extremo del generador, dos termopares de dos elementos MBD12 CT104/105 vigilan la temperatura del cojinete axial sobre el extremo de la turbina y uno MBD12 CT101 de tres elementos vigila el cojinete radial. Se usan tres termopares para medir la temperatura en cada cojinete axial, un termopar de cada grupo de cuatro permanece en espera. Si 2 de los 3 termopares indican que la temperatura del metal del cojinete del compresor ha sido mayor que T.LAGER.M (aproximadamente 100°C), se emite la alarma "TEMPERATURA DEL COJINETE ALTA".

Un termopar MBD11 CT101 de tres elementos supervisa la temperatura del cojinete radial de la turbina. Puesto que este cojinete está expuesto al flujo del calor del gas de escape, su valor límite T.LAGER.M01 (aproximadamente 110°C) es ligeramente mayor que el límite de temperatura del cojinete del compresor.

Si el límite superior T.LAGER.S (aproximadamente 120°C) es excedido por uno de los dos cojinetes, por el cojinete del compresor o por el cojinete de la turbina, se inicia el disparo de la turbina.

Si ocurre una falla en uno o más termopares en al menos un punto de medición, el sistema emitirá un mensaje de "TERMOPAR DE COJINETE DEFECTUOSO". Si uno de los termopares de cada 2 de 3 lógicas de votación es defectuosa, el lógico es cambiado a 1 de 2 configuraciones. Si uno de los dos termopares restantes, que funcionan apropiadamente en el mismo punto de medición, indican que la temperatura excede de T.LAGER.M o T.LAGER.M01, se emite la advertencia "TEMPERATURA DE COJINETE ALTA", o si el termopar indica que T.LAGER.S se excedió se dispara la turbina.

Si dos de los termopares de cada 2 de 3 lógicos de votación fallan, el lógico para el grupo de termopares correspondientes conmuta automáticamente a un 1 del lógico 1.

Si los tres termopares en al menos un punto de medición fallan, la turbina de gas es parada por el programa de parada normal.

7.3.3. Protección Contra Velocidad Excesiva

Fig.7.11

La turbina de gas está diseñada para operar en estado estacionario dentro de un intervalo permisible (aproximadamente 95 a 103% de la velocidad normal de operación). La operación de la turbina de gas fuera de esos límites es permisible únicamente durante un periodo de tiempo breve, o si se exceden ciertos límites, la turbina de gas se dispara inmediatamente.

Para evitar que la turbina de gas opere a velocidades no permitidas, la turbina está equipada con un detector de velocidad y un sistema de protección contra velocidad excesiva.

El sistema de supervisión de la velocidad debe ser altamente confiable. Por lo tanto la velocidad de la turbina de gas es medida por seis sensores MBA10 CS101 - 106. Los detectores de velocidad detectan cambios en el campo magnético creado por las ranuras sobre el eje intermedio.

Las señales producidas son sometidas a un procesamiento adicional en dos sistemas redundantes de supervisión de velocidad de tres canales, los cuales envían sus señales al sistema de protección contra velocidad excesiva. Cada canal tiene su unidad acondicionadora de señales individual y una unidad de supervisión del valor límite. Las unidades de supervisión del límite se ajustan a S.TURB.72 (aproximadamente 108% de la velocidad normal de operación). Si al menos 2 de 3 señales de velocidad de cualquiera de uno de los dos sistemas de supervisión de velocidad indican que la velocidad excede S.TURB.72, la turbina se dispara.

Las señales del sistema de supervisión de velocidad que reciben los valores de las mediciones de los detectores de campo magnético MBA10 CS101 - 103, son enviadas al control de la TG para tareas de control, tal como durante el arranque y parada de la turbina.

Cada sistema de supervisión de velocidad tiene una capacidad de autoverificación automática. Un generador de frecuencia de prueba opera aproximadamente una vez cada hora para asegurar que todos los canales estén funcionando apropiadamente y que el sistema de protección contra velocidad excesiva responda apropiadamente. Cada canal de señal individual es verificado por separado. Si el sistema reporta una "PERTURBACION DE ADQUISICION DE VELOCIDAD", el personal calificado debe verificar el abastecimiento del detector y, si es necesario, comprobar la función del detector y la etapa de entrada. Para verificar si un detector ha fallado, se reportará una señal de perturbación, si el detector reporta una velocidad que es menor del 30% de la velocidad de operación normal. Durante el arranque, esta indicación de falla es bloqueada por la señal "LLAMA APAGADA".

Si uno de los 2 canales dentro de un sistema de supervisión de velocidad simple funcionan apropiadamente, la turbina de gas se dispara inmediatamente.

7.3.4 Protección del Compresor Contra Golpes de Ariete

Fig. 7.12

Ciertas perturbaciones, tales como la operación incorrecta de la turbina de gas a una velocidad muy baja sin abrir las válvulas de purga, estrangulamiento de los álabes guía de entrada del compresor (IGV), una combustión incontrolada súbita del combustible abastecido, o presión excesiva de la cámara de combustión pueden conducir a una operación no permitida inestable del compresor axial.

Se usa un transmisor de presión, MBA11 CP101, para vigilar la presión corriente arriba del compresor. Tres interruptores de diferencia de presión, MBA11 CP001, 002 y 003, miden la diferencia de presión entre el conducto de entrada de aire y la entrada del compresor, directamente corriente arriba de la primera rueda de álabes del compresor. Los interruptores de diferencia de presión están conectados en paralelo. Se inicia el disparo de la turbina de gas si la diferencia de presión cae por debajo del valor de consigna por lo menos 2 de 3 interruptores. Tales condiciones ocurren si el compresor bombea.

Las señales del interruptor de diferencia de presión se entrelazan durante los arranques y paradas, cuando la velocidad del rotor es inferior a S.TURB.15 (aproximadamente 84% de la velocidad normal de operación).

Durante la operación normal, los tres interruptores de presión generarán una señal "1". Si uno de los interruptores se desvía y los otros dos no se mantienen dentro de K.PUMP.01 (aproximadamente 20 seg.), el sistema de control emitirá un mensaje "PERTURBACION DE LA PROTECCION CONTRA GOLPES DE ARIETE". El mensaje de perturbación no limitará la operación de la turbina de gas, pero el personal de operación debe verificar el detector y encontrar y eliminar la falla tan pronto como sea posible.

La presión corriente arriba del compresor es medida por el transmisor de presión MBA11 CP101. Además del circuito de medición eléctrico, este dispositivo tiene un indicador visual del cual puede leerse directamente la presión. La señal eléctrica del transmisor de presión se usa para calcular la relación de la presión de descarga del compresor contra la presión de entrada del compresor. La señal de la relación es enviada entonces al control que limita la relación de presión del compresor. El control limita la relación de presión del compresor, evitando que el compresor sea operado a condiciones no permitidas, que puedan ocasionar golpes de ariete.

7.3.5 Supervisión de la Llama

Fig. 7.13

El combustible no deberá ser inyectado en la cámara de combustión de la turbina de gas durante un periodo inaceptablemente prolongado sin que tome lugar la combustión. El propósito de supervisar la llama es determinar si el combustible en la cámara de combustión se está quemando en efecto, es decir que si las llamas están presentes. Si este no es el caso, el disparo interrumpe el abastecimiento de combustible.

Las llamas de combustión son vigiladas por medio de los dos sistemas de supervisión MBM13 CR101 y MBM13 CR102, cada uno de los cuales consiste de un detector de llamas y un módulo analógico asociado.

La radiación emitida por las llamas (que fluctúa de la UV a la IR) es detectada por los exploradores de llamas, los cuales se encuentran localizados un tanto desplazados entre sí sobre la circunferencia de la cámara de combustión. Cada explorador vigila un grupo de aproximadamente 7 quemadores. Una área que abarca aproximadamente 11 quemadores es cubierta por ambos exploradores de llamas en conjunto. Las llamas no supervisadas son encendidas por el combustor anular mixto por medio de la ignición cruzada. El detector de llamas tiene dos fotoceldas diferentes: una celda de silicio y una celda de sulfuro de plomo, para detectar la radiación de las llamas. En conjunto, ambas fotoceldas cubren un intervalo de longitud de onda de aproximadamente 350 - 2700 nm, el cual es suficiente para la radiación emitida por la combustión de los combustibles de turbina de gas comunes.

La señal del detector de llamas se hace pasar hacia los módulos analógicos en el gabinete de control para su procesamiento adicional. Los módulos analógicos sirven para los siguientes propósitos:

- supervisión de los detectores de llamas
- procesar, acondicionar y evaluar las señales del detector de llamas
- generación del valor límite, generación de una señal binaria "llama encendida"/"llama apagada"
- prueba automática del módulo analógico

El sistema de supervisión de la llama distingue entre la radiación de la llama y la radiación en estado estacionario, la cual por ejemplo es emitida por las partes de la cámara de combustión calientes. Una característica típica de la radiación de la llama son las fluctuaciones estocásticas debidas a perturbaciones en el abastecimiento de aire de combustión y combustible. Los datos de radiación en estado estacionario son suprimidos de modo que no indiquen falsamente la presencia de una llama de combustión.

La sensibilidad del sistema de supervisión de la llama es ajustable. Los niveles de radiación requeridos para activar la "llama encendida" y la "llama apagada" se ajustan usualmente con una cierta histéresis entre sí, es decir que se requiere un nivel más alto de radiación para generar la señal "llama encendida" que el necesario para mantener la señal "llama apagada".

Fig. 7.14

Durante un arranque de la turbina de gas, el sistema de supervisión de la llama es activado aproximadamente 9 segundos después de que una orden de control haya sido emitida a la válvula de cierre rápido del gas (arranque con gas de combustión) o las válvulas de cierre rápido de combustible líquido (arranque con combustible líquido). Después de 3 segundos adicionales, la señal de supervisión de la llama es liberada. Si en ese momento la señal "llama encendida" de al menos uno de ambos sistemas de supervisión no está presente, la secuencia de arranque se aborta.

Para evitar interrupciones de servicio, debidas a fallas activas en los detectores de llamas que activan otras funciones, los dos detectores de llamas están integrados al sistema I&C de tal manera que el disparo de la turbina de gas se inicia únicamente si ambos detectores de llamas reportan que la intensidad de la llama ha caído por debajo del límite de "llama apagada" por más de 1 segundo.

Si la función de prueba automática de los módulos analógicos detecta una falla del sistema, el módulo correspondiente generará automáticamente la señal de "llama apagada".

7.3.6 Supervisión de la Caída de Presión en la Cámara de Combustión

Fig. 7.15

La supervisión a largo plazo de la caída de presión relativa de la cámara de combustión es una herramienta para evaluar la condición de la cámara de combustión. Con el tiempo, la turbina de gas puede sufrir desgastes, tal como el alargamiento de la holgura en la carcasa del gas caliente de la cámara de combustión. El incremento de las pérdidas reducirá la cantidad de aire que alcance la cámara de combustión. El flujo de aire reducido puede poner en peligro la combustión de la premezcla estable.

La caída de presión relativa de la cámara de combustión puede ser generalmente considerada como una medida del aire de enfriamiento y el aire de combustión de la cámara de combustión. Esta depende de la geometría de la cámara de combustión, pero esencialmente es independiente del rendimiento de la turbina de gas. La caída de presión relativa de la cámara de combustión, cambia como resultado del desgaste o daño (cambios en la geometría, cambios en la sección transversal de flujo).

Fig. 7.16

La diferencia de presión a través de las cámaras de combustión Dp_{BK} se mide usando el transmisor de diferencia de presión MBM10 CP101. La presión de descarga del compresor (presión excesiva) p_{VII} se mide usando el transmisor de presión MBA12 CP101. Para el cálculo de la caída de presión relativa de la cámara de combustión, se requiere la presión absoluta de descarga del compresor. Por lo tanto, se adiciona un valor constante (1 bar) al valor medido p_{VII} . Esas señales se usan para calcular la caída de presión relativa de la cámara de combustión (en por ciento):

$$Dp_{BKrel.} = (Dp_{BK}/p_{VII}) * 100\%$$

Por lo tanto se requieren las siguientes funciones para mandar y supervisar la GT:

Operación con Gas Natural y Combustible Líquido:

Si la turbina de gas está en el modo de premezcla y la caída de presión relativa de la cámara de combustión Dp_{BKrel} está por debajo de PP.BK01 (aproximadamente 1.8%) por más de 30 segundos, la turbina de gas es transferida al modo por difusión.

La transferencia del modo por difusión al modo de premezcla puede habilitarse únicamente si la caída de presión relativa de la cámara de combustión está por encima del valor PP.BK01. Si DpBK excede PP.BK.01 incluyendo una histéresis del 0.1% (aproximadamente 1.9%), son permitidos ambos modos de premezcla y por difusión.

Si la caída de presión relativa de la cámara de combustión cae por debajo del valor límite PP.BK.01 por más de 30 segundos y la turbina de gas está operando a una velocidad que excede S.TURB.70 (aproximadamente 94% de la velocidad normal de operación), se emite la alarma individual "CAIDA DE PRESION DE LA CAMARA DE COMBUSTION RELATIVA <MIN" y la alarma de grupo "FALLA HIBRIDA DEL QUEMADOR".

Operación con Combustible Dual:

Debido a que la operación con combustible dual se usa únicamente con el gas natural y los quemadores por difusión de combustible líquido, no son necesarias medidas de control, si el límite inferior PP.BK.01 se viola.

Verificación de los Dispositivos de Medición:

Si los detectores en los puntos de medición MBA12 CP101 o MBM10 CP101 detectan que la medida está fuera del intervalo de medición calibrado, no es activado el cambio del modo de premezcla a difusión y se emite la alarma individual "FALLA HIBRIDA DEL QUEMADOR EN LA ADQUISICION DE DATOS" y la alarma de grupo "FALLA DEL TRANSDUCTOR". Si la alarma no ha sido reconocida dentro de aproximadamente 24 horas, se inicia la transferencia del modo de premezcla a difusión y la transferencia del modo de difusión a premezcla se bloqueará.

7.3.7 Supervisión de la Fluctuación de Presión en la Cámara de Combustión (Zumbido)

Fig. 7.17

Las turbinas de gas con quemadores mixtos pueden presentar inestabilidades de combustión manifestadas como amplitudes de presión alternativa elevadas en la presión de la cámara de combustión, llamada zumbido de la cámara de combustión, en un intervalo de frecuencia típico.

El zumbido debe ser detectado y eliminado rápidamente para evitar un incremento adicional, rápido, en las amplitudes de presión alternativa y el posible daño como consecuencia a los componentes de la turbina de gas.

El zumbido se detecta midiendo las amplitudes de presión alternativa de la presión de la cámara de combustión usando los dos transmisores de presión dinámica MBM11 CP101 y MBM11 CP102. El valor efectivo de las fluctuaciones de la cámara de combustión medido por los dos transmisores de presión es procesado en un módulo de acondicionamiento de señales electrónico. Únicamente un cierto intervalo de frecuencia típico, tal como 80-250 Hz, necesita ser verificado por el sistema de protección contra zumbido. Por lo tanto, la señal analógica de los transmisores de presión es filtrada. La señal analógica no filtrada está disponible para propósitos de prueba en la unidad acondicionadora de señales.

Si se exceden los límites P.BRUMM.01 y P.BRUMM.02, se inician las respectivas medidas de prevención del zumbido. La supervisión del zumbido se activa únicamente cuando la turbina de gas es operada dentro del intervalo de presión permisible para la operación en estado estacionario, es decir que la velocidad del rotor debe ser mayor de S.TURB.70 (aproximadamente 94% de la velocidad normal de operación) y menor de S.TURB.71 (aproximadamente 104% de la velocidad normal de operación).

Si la señal de amplitud de presión alternativa de al menos uno de los transmisores de presión excede el límite P.BRUMM.01 por más de 1 segundo, se emite una alarma, el valor de consigna de carga es reducido abruptamente por un paso de E.LEIST.32, tal como 5 MW, y los álabes de guía de entrada del compresor variables se enclavan en su posición actual. Los cambios hechos por el operador toman efecto únicamente después de que ha sido reconocida la alarma. Esto también se aplica para mantener la posición de los álabes guía de entrada del compresor.

Si, después de la ejecución de esas medidas, la amplitud de la presión alternativa continua incrementándose y se viola el límite P.BRUMM.02 por más de 3 segundos, el valor de consigna de la carga es reducido por un paso de E.LEIST.33, tal como 25 MW, y los álabes de entrada del compresor se bloquean en su posición actual. Al mismo tiempo, se emite una alarma, la cual evita la abertura adicional de los álabes guía de entrada del compresor y mantiene bloqueado el incremento del control del valor de consigna de carga hasta que el reconocimiento haya sido recibido por el personal de operación.

Si la turbina de gas opera con inyección de agua en el momento en que se excede el segundo valor límite P.BRUMM.02, el sistema de inyección de agua se dispara después, una vez que han expirado dos segundos para asegurar la combustión estable de la premezcla. El disparo del sistema de inyección de agua se inicia antes de la reducción de carga.

La turbina de gas es transferida al modo de difusión de gas, cuando se excede el segundo valor límite P.BRUMM.02 por más de 5 segundos.

7.3.8 Supervisión de la Temperatura del Metal del Quemador (Retroceso de la Alarma)

Fig. 7.18

Varias circunstancias diferentes pueden contribuir a causar la formación de llamas en la sección de las rejillas diagonales de los quemadores de premezcla, tales como

- fluctuaciones rápidas de salida durante la operación del gas premezclado,
- fluctuaciones rápidas en la presión de abastecimiento del gas durante la operación del gas premezclado, y
- hidrocarburos líquidos en el gas de combustión.

Si ocurre un evento tal como el conocido como “retorno de la llama”, la turbina de gas debe ser conmutada nuevamente al modo de difusión.

Los retornos de la llama se detectan usando dos termopares por quemador, MBM12 CT101 - 121 y MBM12 CT151 - 174, para supervisar la temperatura de los quemadores. Los termopares miden la temperatura en la rejilla axial.

Las diferencias de temperaturas se calculan a partir de la temperatura de salida del compresor medida y las temperaturas medidas en las rejillas axiales. Para la temperatura de salida del compresor, se usa el valor promedio de los cuatro elementos de ambos detectores de temperatura de resistencia de doble elemento MMBA12 CT101 y 102. Si la diferencia de temperatura entre al menos uno de los 48 termopares de los quemadores y la temperatura de descarga del compresor promedio excede el límite TT.BRENNER.M01, se emitirá la alarma individual "TEMPERATURA DE QUEMADOR ALTA". Si la diferencia de temperatura excede aún el límite superior TT.BRENNER.U01 durante un período de tiempo mínimo K.BRENNER.01, se inicia una transferencia rápida del modo de premezclado de gas a difusión y se emite una alarma "MODO DE PREMEZCLADO TEMPORALMENTE INMOVILIZADO". El cambio de orden se registra y bloquea un nuevo cambio al modo de premezclado durante 10 minutos. La turbina de gas puede continuar operando en el modo de difusión. El cambio al modo de premezclado es nuevamente posible una vez que las temperaturas en las rejillas axiales han caído a la temperatura de salida del compresor.

Se emite una alarma para indicar la falla de los puntos de medición de temperatura individuales en las rejillas axiales. Esta alarma no restringe la disponibilidad de la máquina, sin embargo. Si uno de los canales que supervisa la temperatura de la rejilla axial falla, el valor no válido se excluye del procesamiento y se emite la alarma individual "LA SUPERVISIÓN DE LA TEMPERATURA DEL QUEMADOR FALLO". Si ambos termopares para un quemador están defectuosos, se inicia un cambio rápido del modo de premezclado a difusión y se anuncia la alarma individual "modo de premezclado inmovilizado". Únicamente después de que ha sido rectificada la falla del canal la máquina puede retornar al modo de premezclado.

Los canales de medición de la temperatura de salida del compresor identificados como averiados son excluidos del procesamiento, los valores promedio se calculan usando los canales de medición restantes y se emite la alarma individual "la supervisión de la temperatura del quemador fallo". Después de ser indicada una falla del tercer canal (de un total de cuatro canales), se inicia un cambio rápido del modo de premezclado a difusión y se emite la alarma individual "modo de premezclado inmovilizado". Únicamente después de que ha sido reconocida la falla del canal, la turbina de gas puede regresar al modo de premezclado.

Se registran varios valores de medición y parámetros de operación continuamente:

las señales de temperatura de los 48 termopares de los quemadores (MBM12 CT101 124 y MBM12 CT151 - 174),
la salida del generador,
el valor de emisión de NOx, y
y la caída de presión de la cámara de combustión (MBM11 CP101).

Todos los valores se registran con un tiempo de exploración de aproximadamente 1 segundo y se almacenan durante un tiempo de registro de aproximadamente 1 hora. Si ocurre una alarma "TEMPERATURA DEL QUEMADOR ALTA", los datos actuales serán guardados y el registro continuará. Los datos registrados deberán ser transmitidos a Siemens. Las lecturas del termopar del quemador deben ser observadas cuidadosamente para detectar cambios. Si ha sido activada una transferencia de la operación de premezclado a difusión del gas por el sistema de supervisión de la temperatura del quemador, el registro de datos continuará aproximadamente 3 minutos después de que la turbina de gas haya sido transferida al modo de difusión. Nuevamente, los datos registrados deben ser enviados a Siemens para una investigación y evaluación adicional.

Si después de tal transferencia forzada al modo de difusión de gas la turbina de gas es conmutada a la operación de premezclado, las lecturas de temperatura del quemador, las lecturas de emisión de NOx y la caída de presión de la cámara de combustión deben ser comparadas cuidadosamente con los datos registrados antes del incidente. Por lo tanto, la turbina de gas debe ser operada al mismo nivel de carga ($\pm 0.7\%$) al cual se encontraba operando aproximadamente 20 minutos antes del incidente. Si las lecturas actuales no se desvían en más del 5% de los datos registrados 20 minutos antes que ocurriera la transferencia forzada al modo de difusión de gas, puede asumirse que el quemador mixto no ha sufrido ningún daño.

7.3.9 Protección Contra la Temperatura de los Gases de Escape

Fig. 7.19

Los componentes calientes de la turbina de gas tienen que ser protegidos contra las desviaciones de temperatura o gradientes de temperatura excesiva que influyen sobre el esfuerzo térmico y el comportamiento de la corrosión.

Se consideraron los siguientes casos:

Flujo de combustible excesivo debido a que el control de combustible no trabaja apropiadamente. Ocurrirá un exceso de temperatura en los componentes calientes.

Ocurrirán manchas calientes debido a defectos del quemador y en consecuencia a una sobrecarga de los quemadores restantes.

La llama sale en uno o más quemadores, es decir que el combustible se quema en cualquier parte. Un cambio de temperatura rápido en los álabes giratorios será la consecuencia. Especialmente a carga alta un quemador sobrecargado o un quemador sin una llama causa un cambio de temperatura significativo comparado con el valor de temperatura promedio.

La temperatura de salida de la turbina corregida (TATK) se calcula usando la siguiente fórmula:

$$TATK = TAT - TVI * (K1 + K3 * TVI) - (1 - n/n0) * K2$$

$$K1 = 0,37; K2 = 200; K3 = 0.007$$

$$n/n0 = \text{actual/velocidad normal de operación}$$

La temperatura de salida de la turbina es medida por 24 termopares desde MBA26 CT101-B21/-B22/-B23 hasta ... 124-B21/-B22/-B23 de triple elemento. Los termopares están igualmente separados sobre la circunferencia del difusor de escape directamente corriente abajo del escape de la turbina. Las señales de temperatura sirven para dos diferentes propósitos: control de la temperatura y protección de la temperatura y el control de la temperatura sirve como un control limitante, que asegura que no se exceda cierta temperatura máxima en el área de la cámara de combustión, la turbina y la sección de escape de la turbina. Si el sistema de control de temperatura falla, el sistema de protección de la temperatura inicia el disparo de la turbina, evitando que la turbina sea operada a temperaturas altas no permitidas causando daño a la turbina.

La señal de cada cuarto termopar, es decir MBA26 CT101-B21, MBA26 CT105-B21, MBA26 CT109-B21, MBA26 CT113-B21, MBA26 CT117-B21 y MBA26 CT121-B21, se envía al control de temperatura de la turbina de gas. El control de la turbina de gas calcula la temperatura de salida de la turbina promedio de las seis señales de temperatura. Este valor promedio se corrige entonces por la influencia de la velocidad del rotor y la temperatura de entrada del compresor (promedio) con el valor promedio de las cuatro mediciones de temperatura del aire de entrada del compresor. El valor corregido es la temperatura de escape de la turbina corregida (TATK). La señal de los seis elementos del termopar son registrados para desviaciones del valor promedio. Si la señal de temperatura de uno de los elementos del termopar se desvía en más de TT.ATK.D06 del valor promedio por más de 5 segundos, deberá ser removido del proceso de cálculo del promedio.

El sistema de protección de temperatura calcula un segundo valor promedio de temperatura de escape de la turbina usando las señales de los 24 elementos del termopar B22. Esta señal de temperatura promedio también es corregida por la temperatura de aire de entrada del compresor y la velocidad del rotor para proporcionar un segundo valor de TATK al regulador de la turbina de gas. Puesto que las señales de temperatura de los 24 lugares de medición se usan para calcular el segundo valor de TATK, el valor promedio es más exacto que el primer valor de TATK. El segundo valor de TATK generado por el sistema de protección de temperatura también es proporcionado al control de la turbina de gas.

Aunque el segundo valor de TATK, el cual representa un buen valor promedio del perfil de temperatura circunferencial en el escape de la turbina y un buen valor de referencia para la temperatura de escape real sirve como valor real básico para el control de la temperatura de la turbina de gas, el primer valor de TATK, que se calculó en el control de la turbina de gas de las seis termopares cableados permite una respuesta rápida del sistema de control de temperatura a cambios súbitos de temperatura. Para lograr ambas metas, un control de temperatura de respuesta rápida y un control exacto y estable de la temperatura de escape promedio real, ambas señales se enlazan de acuerdo a un procedimiento matemático especial y a continuación se envían como el valor de TATK real al control de temperatura.

Especialmente para aplicaciones de central de ciclo combinado, es importante mantener la temperatura del gas de escape de la turbina a un cierto nivel usualmente garantizado.

La TATK se despliega sobre la consola de control local y se registra.

El sistema de protección de temperatura es una construcción de un lógico de los elementos B22 y B23 de los 24 termopares. Si la temperatura de escape de la turbina excede el valor límite TT.ATK.M07 (aproximadamente 580°C) se emite una alarma "ADVERTENCIA DE PROTECCION DE TEMPERATURA". Si la temperatura de escape excede el valor límite TT.ATK.S07 (aproximadamente 620°C), la turbina se dispara.

Si debido a una falla del quemador, se inyecta un exceso de combustible en un lugar particular de la cámara de combustión, un incremento de temperatura parcial corriente abajo de la turbina, será la consecuencia. La perturbación en el perfil de temperatura circunferencial corriente abajo de la turbina puede ser detectada por los 24 termopares para medir la temperatura de escape. Si la perturbación del perfil de temperaturas circunferencial excede un cierto límite se emite una alarma "ADVERTENCIA DE PROTECCION DE TEMPERATURA". Si la desviación de temperatura excede un segundo límite superior, la turbina de gas se dispara.

Si uno o más quemadores se apagan, pueden formarse líneas frías en el flujo de gas de escape corriente abajo de los quemadores. Debido a que el combustible no quemado, que es inyectado en los quemadores extinguidos enciende y se quema, más adelante en su trayectoria en la cámara de combustión comparado con la zona de combustión normal, se necesita que se extingan varios quemadores adyacentes para que la perturbación del perfil de temperatura diferencial sea suficientemente severo para justificar el disparo de la turbina de gas. El sistema de protección de temperatura de la turbina emite una alarma "ADVERTENCIA DE PROTECCION DE TEMPERATURA" si se detecta que se extinguió un quemador. Si dos quemadores adyacentes se extinguieron la turbina de gas se apaga vía la secuencia de parada regular y se genera una alarma "PROTECCION DE TEMPERATURA DE ESCAPE ACTIVADA". Si se detecta que se extinguieron más de dos quemadores adyacentes, la turbina se disparará.

Todas las 24 temperaturas de salida de la turbina no corregidas medidas por los elementos del termopar -B23 se indican individualmente sobre la consola de control local (por interruptores de selección del punto de medición). Esto hace posible determinar la distribución de temperaturas sobre la circunferencia.

7.3.10 Supervisión del Aire de Enfriamiento

Fig. 7.20

Un transmisor de diferencia de presión MBH22 CP101 supervisa el enfriamiento de la turbina. Este asegura que los álabes fijos de la segunda etapa, los cuales están sometidos a un esfuerzo térmico alto, estén recibiendo un flujo de masa de aire de enfriamiento adecuado. El transmisor registra la diferencia de presión entre la presión del aire de enfriamiento de la segunda etapa y la presión del flujo de gas caliente corriente arriba de los álabes fijos de la segunda etapa (T1e2). La presión del aire de enfriamiento se mide en el espacio entre el soporte de álabes fijos y los álabes fijos de la segunda etapa (T1e2).

3. Limits for Chemical Contaminants in Fuels and Intake Air

If the levels of fuel contaminants are no higher than the following limits, the gas turbine can be operated at the permissible output without restriction or shortening of the specified inspection intervals.

As a matter of principle, the total ingress of all contaminants with the process media air, fuel and H₂O is the determining factor for damage to the gas turbine and its component parts! The total mass flow rate of a given contaminant may therefore be the sum of up to three individual mass flows.

Limits for Chemical Contaminants (Fuel weighting factor f = 1)				Fuel downstream of filter		
Substance	Test	Unit	Compressor Intake air downstream of filter ¹⁾ (empirical values)	Natural gas	EL distillate fuel	
Dust (with natural gas), sediments (with EL distillate fuel)	total d < 2 µm 2 < d < 10 µm d > 10 µm d > 25 µm	ASTM D 3605	ppm(wt)	≤ 0.08 ≤ 0.06 ≤ 0.02 ≤ 0.0002	≤ 20 ≤ 18.5 ≤ 1.5 ≤ 0.002	≤ 20 ≤ 18.0 ≤ 2.0 0
Vanadium (V)	DIN 51790 ASTM D 3605	ppm(wt)	≤ 0.001	≤ 0.5 ²⁾		
Lead (Pb)	DIN 51790 ASTM D 3605	ppm(wt)	≤ 0.002	≤ 1.0 ³⁾		
Total of Sodium (Na) + potassium (K)	DIN 51790 ASTM D 3605	ppm(wt)	≤ 0.001	≤ 0.3 ≤ 0.1 ⁴⁾		
Calcium (Ca)	ASTM D 3605	ppm(wt)	≤ 0.02	≤ 10		
Ash	DIN 51790 ASTM D 482	ppm(wt)			≤ 100 ⁵⁾	
Nitrogen (N) (FBN = fuel bound nitrogen)	ASTM D 4629	ppm(wt)		Limits prescribed by locally applicable emissions guidelines (conversion of N to NO _x → see H.3, H.4 and A.1)		
Sulfur (S)	ASTM D 129	ppm(wt)		see permissible content	Limits prescribed by locally applicable emissions guidelines (100% conversion of S to SO _x)	
Hydrogen sulfide (H ₂ S)	ASTM D 1945	ppm(v)		≤ 10		
Mercaptans	ASTM D 3227	ppm(wt)		≤ 10		
Acetylene (C ₂ H ₂)	ASTM D 1945	Vol. %		≤ 0.1 ⁶⁾		
Hydrogen (H ₂)	ASTM D 1945	Vol. %		≤ 1 ⁶⁾		
Ethane (C ₂ H ₆)	ASTM D 2887	Vol. %		≤ 15		
Higher molecular-weight hydrocarbons C _n H _m (n ≥ 2) except C ₂ H ₆	ASTM D 2887	Vol. %		≤ 10 ⁷⁾		

Limits for fuel impurities are based on a lower heating value (LHV) of 42,000 kJ/kg. The formula "pollutant content at an LHV of 42 MJ/kg x current LHV divided by 42 MJ/kg" must be used to correct for deviations in lower heating value. Please refer to explanations on the following page.

Explanation of Limits for Chemical Contaminants In Fuels and Compressor Intake Air

Dust contaminants in compressor intake air and in fuel: If the values listed above are exceeded, the permissible limits for fuel contaminants shall be lowered by that amount contained in the intake air to ensure that the total mass flow of any given contaminant (intake air + fuel) does not exceed the prescribed limit. The total mass flow rate of a given contaminant may therefore be the sum of up to three individual mass flows (air, fuel, H₂O).

Vanadium: No violations of this limit whatsoever are permissible.

Lead: No further violations of the prescribed limit are permissible.

Sodium and potassium: The standard limit of 0.3 ppm(wt) shall apply to the sum of sodium and potassium.
At coastal and industrial sites, this limit shall be reduced to 0.1 ppm(wt), provided that no air analysis has been performed.

Ash: The ash fraction is only relevant with liquid fuels.

Hydrogen sulfide, acetylene, hydrogen: These limits absolutely must be observed with gaseous fuels. (These impurities only occur in significant quantities with gaseous fuels.)

Higher-molecular-weight hydrocarbons: The tendency of hydrocarbons to decompose increases with increasing chain length. If the permissible fraction exceeds 10 vol.%, problems may occur in premix mode (-> flashback).
Lube oils constitute a special problem. Lube oil films on the inner surface of pipes may extend over great distances and thus cause flashback at the burner. If gas compressors are used, they must be absolutely free of lube oil (cf. chapter 6)

Comprehensive evaluation of all available fuels is only possible if a separate analysis is performed for each fuel in accordance with section F.2.1.1 and the "Checklist" subsection of F.2.1.2 chapter 3.

4. Influence of Fuel Vanadium Content on Gas Turbine Availability

Combustion of crude oils, residual oils and heavy oils can be very detrimental to efficiency and the service life of the gas turbine due to corrosion, erosion and service fouling of the blades.

The turbine is particularly endangered by hot corrosion caused by traces of sodium, potassium, sulfur, lead and vanadium contained in the fuel oil.

The blading of the VX4.3A gas turbines is particularly sensitive to hot corrosion because the permissible reduction in wall thickness is very slight. Furthermore, the corrosive behavior of the base materials becomes increasingly unfavorable as blading strength requirements increase.

The gas turbine can be operated without restricting the permissible output or shortening the major inspection intervals, provided that the maximum permissible concentrations of these elements specified in the subsections "*Limits for Chemical Contaminants in Fuels and Intake Air*" and "*Water Quality*" are not exceeded. The standards referred to are used for verifying new analysis methods and are not mandatory, i.e. the analysis methods are not limited to these standards.

The concentration of sodium and potassium can be reduced to permissible levels by fuel washing. In most cases, treatment of the oil with respect to vanadium and lead is not economical.

A magnesium-based inhibitor must be added to the fuel if the permissible vanadium limit is exceeded. As this

Increases the ash content of the exhaust gas, there is also an increased risk of blockage of the cooling air bores in the blades and the formation of deposits on the blades. The former results in the complete failure of the blading due to overheating and deposits drastically reduce output.

If additives must be used, the turbine inlet temperature must be drastically reduced to below the melting point of the vanadium-magnesium compounds.

All of the above thus severely impair the economical operation of the VX4.3A.

The VX4.3A gas turbines may not be fired with fuels whose concentrations of chemical contaminants exceed the limits defined above.

Exception:

Slight violations of the maximum concentrations of Na, K and V can be tolerated but reduce service life (see section "Correction Factors for Equivalent Operating Hours in the Event that Limits for Sodium, Potassium and Vanadium are Exceeded").

It is generally better to select a gas turbine with a lower inlet temperature (V84.2 or V94.2). With GTs of this type, there is far less risk of damage to the cooling air system and hot corrosion damage than with the ring-combustion-chamber machines. It is still necessary to reduce the turbine inlet temperature when using these GTs, however.

Any deviation from the parameters stipulated above must first be discussed with department "Performance Engineering".

5. Special Fuels

5.1 Technical Requirements Imposed on Special Category Fuels

Requirements for operating Siemens gas turbines on certain special category fuels are listed in the following. It must be ensured that fuel purity meets the specifications on the preceding sheets!

5.1.2 Fuel gases (violation of maximum permissible limits for C_2H_2 , H_2 , and C_nH_m)

Fuel gases with a hydrogen (H_2) content > 1 vol.% and/or acetylene (C_2H_2) content > 0 vol.% are subject to approval by "Performance Engineering" on a case-by-case basis, and must be combusted exclusively in diffusion mode.

In the case of fuel gases with higher molecular-weight hydrocarbon (C_nH_m , $n \geq 2$) contents greater than 10 vol.% and/or a hydrogen content greater than 10 vol.% the process engineering details must be agreed upon with "Performance Engineering".

5.1.3 Low-BTU Gas (low-heating-value natural gas, blast furnace gas, syngas, coal gas)

Low-BTU gas may be used regardless of heating value if the gas turbine is equipped with a standard burner nozzle system and provided that:

- the stoichiometric combustion temperature under operating conditions exceeds 1600°C and
- the following volumetric ratio (ψ) of CO to H_2 holds:
 $\psi_{CO} / \psi_{H_2} < 17$.

If the heating values fall below the standard values (e.g. LHV: 35 MJ/kg ... 50 MJ/kg), the resulting rapid increase in fuel mass flow rate can lead to an impermissible increase in the turbine mass flow rate. A distinction is drawn between integrated and nonintegrated operating modes. In the case of an integrated mode, a portion of the air mass flow supplied by the compressor is extracted for generation of the process gas (as is common with coal gas), so that it is merely necessary to allow for the amount of air extracted from the compressor outlet. In the case of a nonintegrated mode, it is necessary to match the compressor.

Turbines equipped with coal gas burners can generally be operated at between 40 and 100% output.

For this reason low-BTU machines can only be operated over the entire load range in conjunction with a high-BTU secondary fuel (generally natural gas). A distinction is made between machines with support burners intended for continual use with a high-BTU fuel and those which are started up with a high-BTU fuel. Startup and shutdown of the latter machines with low-BTU gas is not possible. Emissions guarantees (NO_x , CO) must be calculated individually.

Machines equipped with burner ring combustors which are to be fired with syngas or coal gas may require extensive burner modification as no apertures are provided for dilution air as is the case with silo-type combustion chambers to ensure stable combustion. Consultancy with "Performance Engineering" is therefore necessary for each application of this type. Furthermore, greater time requirements must be anticipated for mechanical design work, requisite burner testing and more extensive commissioning activities.

Department "Performance Engineering" must be consulted regarding all applications of these special category fuels.

5.4 Naphtha/Condensates

Naphtha and condensates are not clearly-defined fuel classes, rather they are typically broad ranges of hydrocarbon mixtures, the behavior of which may differ greatly from batch to batch.

Centrifugal pumps are required due to the generally low kinematic viscosity of these fuels. In addition, too low a flash point may require additional detection and explosion protection measures. For safety reasons, these machines must be started up and shut down with a liquid fuel considered to be "safe" according to the applicable national guidelines for explosion protection (flash point $> 55^\circ\text{C}$ in Germany). In other words, the design of gas turbines to be run on these fuels requires a liquid secondary fuel. Use of these special category fuels is always subject to the approval of department "Performance Engineering".

6. Compressor Intake Air

5.1 Contaminants

The compressor intake air filters shall be designed such that the following dust concentration limits are not exceeded in the compressor intake air:

Dust concentration: [in mg dust/kg air]

total	: 0.08
2 < d < 10 µm	: 0.02
(absolute filter mesh size 10 µm)	

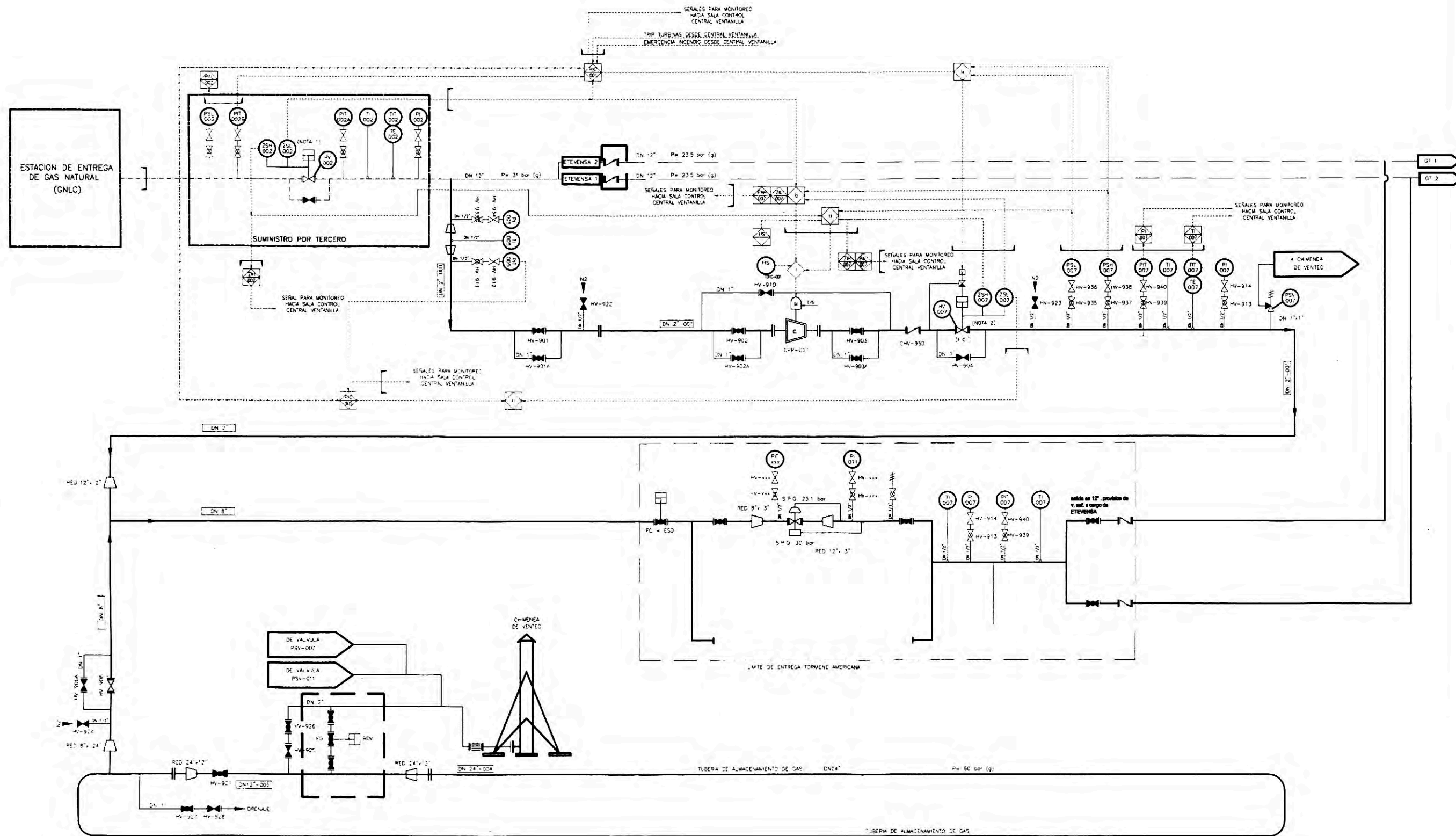
Due to the sensitivity of the cooling air system, the plant must never be operated without intake air filters.

Corrosive air contaminants such as salts which can enter the turbine through the intake of seawater

droplets or salt-containing dust particles must be separated out to the greatest extent possible (cf. "Limits for chemical contaminants in fuels and intake air"). This must be ensured with suitable filter equipment (droplet separator if necessary) and timely cleaning of filters. Particularly in environments in which salt-containing dust collects in the filters due to inadequate filter cleaning during extended periods of dry weather, subsequent higher humidity or precipitation can lead to dissolution of the salts, entraining them into the turbine in very high concentrations.

The topics:

- Low ambient temperatures / Moisture,
 - Compressor washing,
- are dealt with elsewhere in detail.



REV. E	PARA INFORME PROFESIONAL	30-07-06	
REV.	MODIFICACION	FECHA	FIRMA

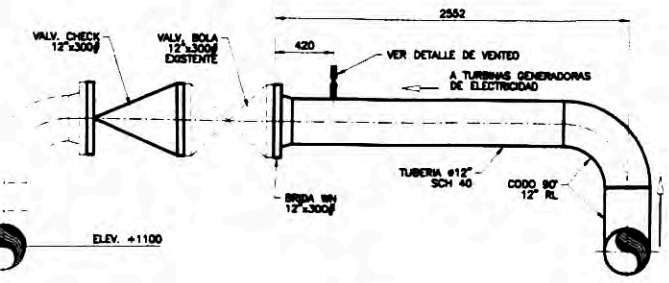
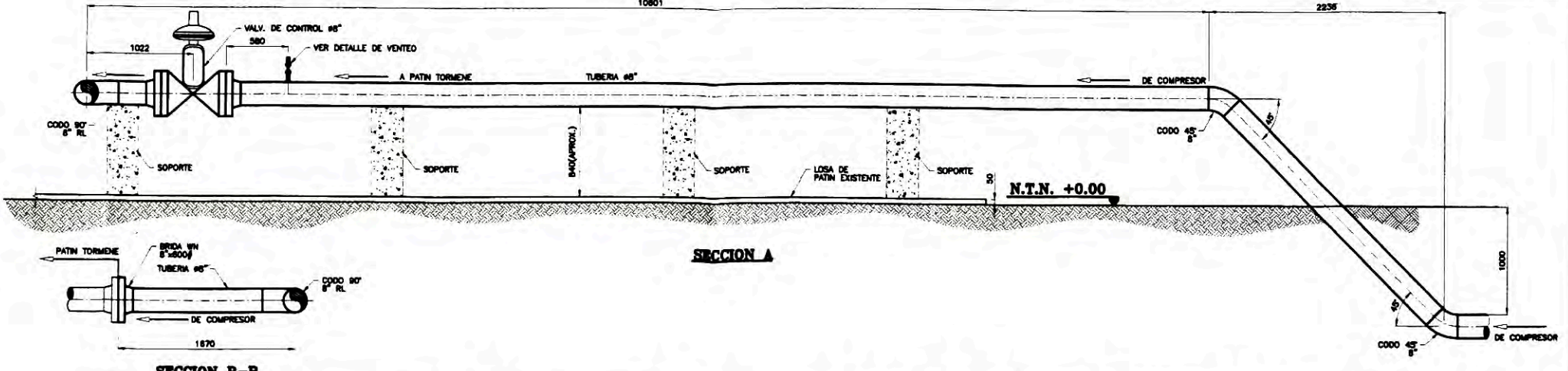
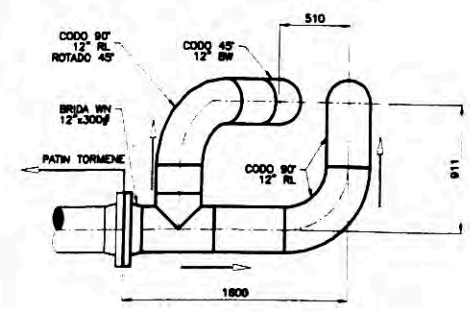
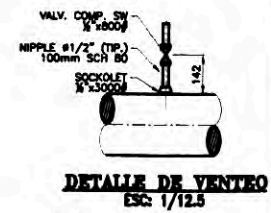
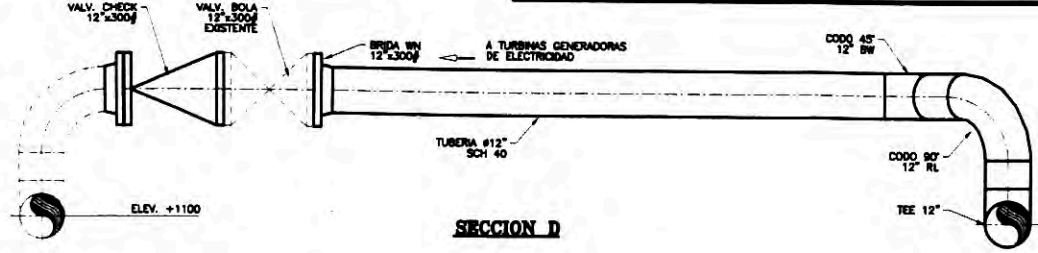
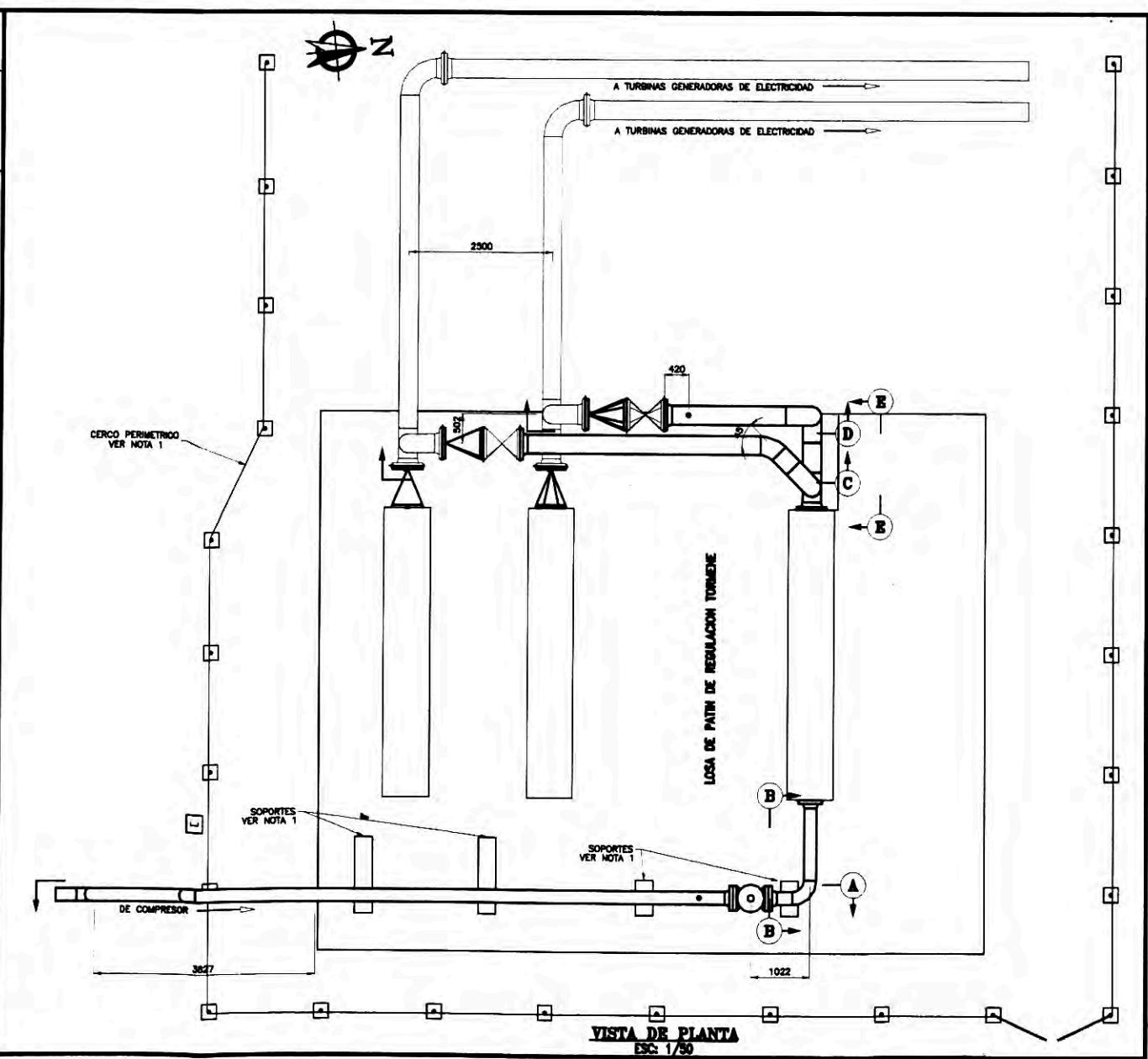
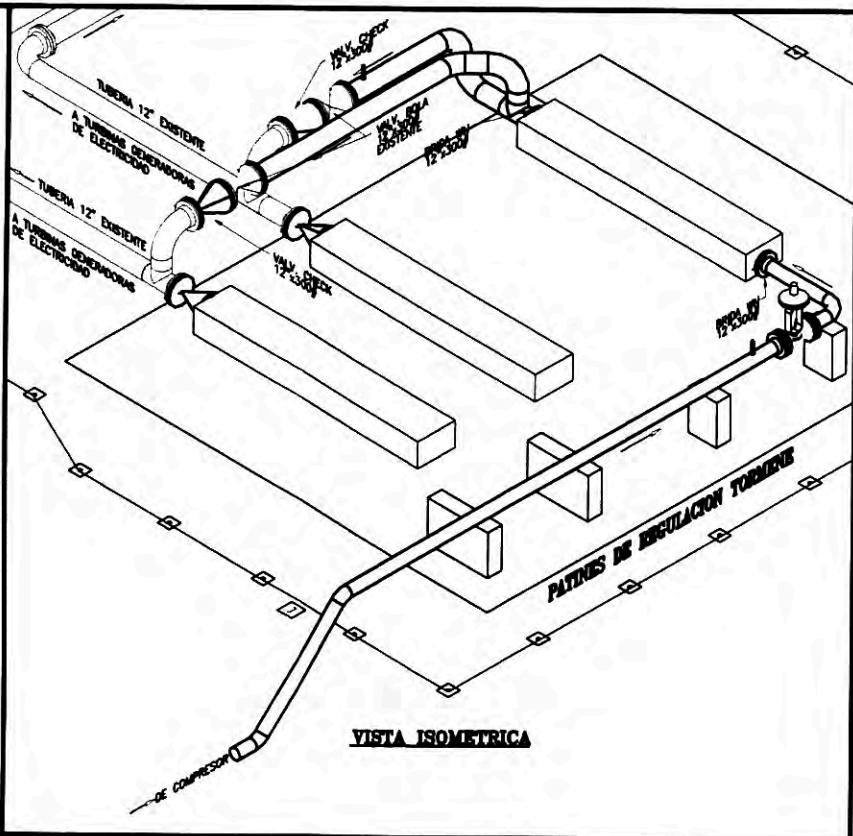
ESCALA		FECHA	FIRMA
S/E	DIBUJADO	30-07-06	
	REVISADO		
	APROBADO		

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA	
PIPING & INSTRUMENTATION DIAGRAMS (P&ID)	

PLANO No:
SUSTITUYE AL: A1
SUSTITUIDO POR:
HOJA:

BILL OF MATERIAL

MARK	QTY	SIZE	DESCRIPTION	LENGH
1	1	3/4"	P.P.E. 3/80 S.M.S. ASTM A-83 GR B	800
2	1	12"	P.P.E. 3/40 S.M.S. ASTM A-83 GR B	8000
3	1	8"	P.P.E. 3/80 S.M.S. ASTM A-83 GR B	3000
4	3	12"	ELL. 90° LR. 3/80, ASTM A-834 GR WPB	
5	1	8"	ELL. 90° LR. 3/80, ASTM A-834 GR WPB	
6	1	12"	ELL. 45° LR. 3/80, ASTM A-834 GR WPB	
7	2	8"	ELL. 45° LR. 3/80, ASTM A-834 GR WPB	
8	1	12"	TEE. 90° LR. 3/80, ASTM A-834 GR WPB	
9	3	12"	FLA. 90° S.M.S. 3/80 BORE, ASTM A-108	
10	3	8"	FLA. 90° S.M.S. 3/80 BORE, ASTM A-108	
11	28	1 1/8"	STUD BOLTS W/ NUTS ASTM A193-87/A194-8H	7 M
12	178	1 1/8"	STUD BOLTS W/ NUTS ASTM A193-87/A194-8H	8 M
13	11	12"	CHISOL. 1/8" THK. S.M.S.	
14	3	8"	CHISOL. 1/8" THK. S.M.S.	
15	1	1 1/2 x 1/4"	SOCKET, S.M.S. FB, ASTM A-108	
16	1	8 x 3/4"	SOCKET, S.M.S. FB, ASTM A-108	
17	4	12"	CHECK VALVE, S.M.S. FLG	
18	2	1 1/2"	INTE. VALVE, S.M.S. SW	
19	1	8"	CONTROL VALVE, S.M.S. FLG	



NOTAS	REV.	FECHA	RESPONSABLE	REV. 1	REV. 2	REV. 3	APR.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

PROYECTO: SISTEMA DE SUMINISTRO INTERNO DE GAS A CENTRAL TERMICA

PLANO: DETALLE DE INTERCONEXION A PATIN DE REGULACION TORMENE

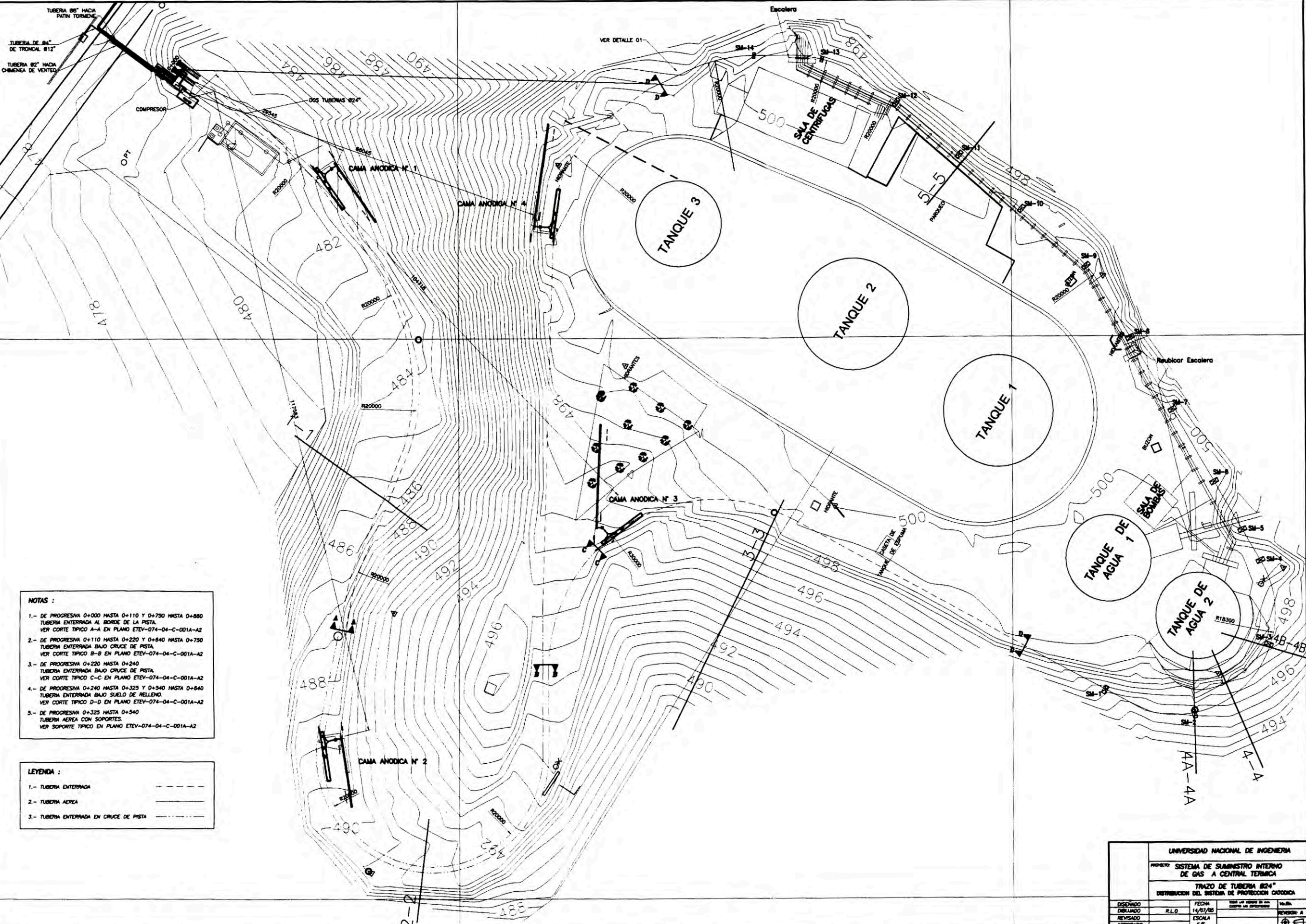
ESCALA: 3/4"

FECHA: 15/05/2010

REVISOR: S/E

PROBADO: []

REVISOR: []



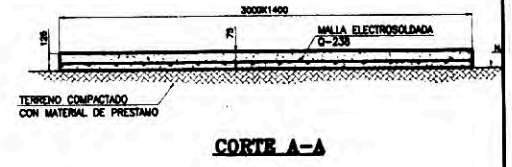
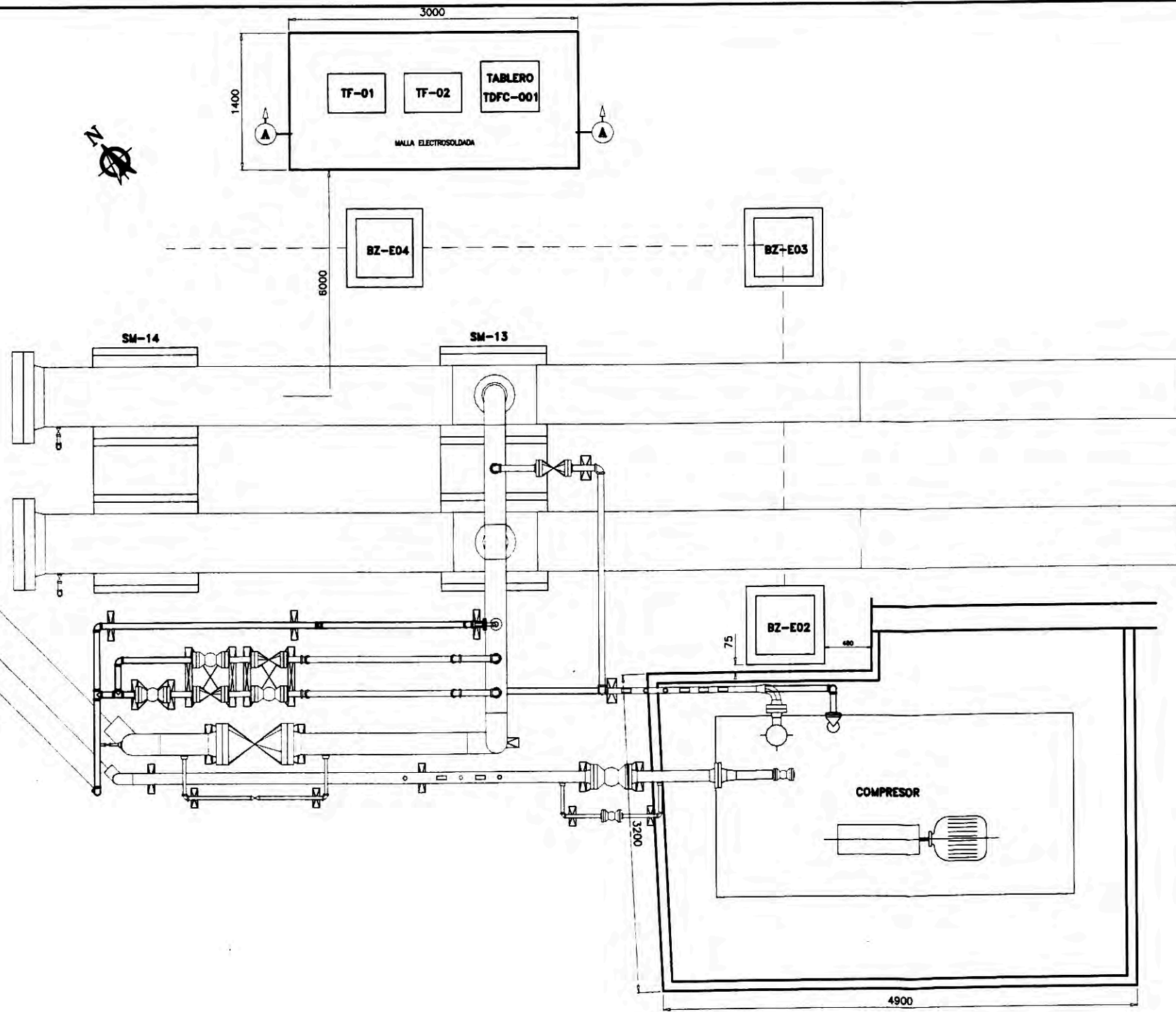
NOTAS :

- 1.- DE PROGRESIVA 0+000 HASTA 0+110 Y 0+730 HASTA 0+880 TUBERIA ENTERRADA AL BORDE DE LA PISTA. VER CORTE TIPICO A-A EN PLANO ETEV-074-04-C-001A-A2
- 2.- DE PROGRESIVA 0+110 HASTA 0+220 Y 0+840 HASTA 0+730 TUBERIA ENTERRADA BAJO CRUCE DE PISTA. VER CORTE TIPICO B-B EN PLANO ETEV-074-04-C-001A-A2
- 3.- DE PROGRESIVA 0+220 HASTA 0+240 TUBERIA ENTERRADA BAJO CRUCE DE PISTA. VER CORTE TIPICO C-C EN PLANO ETEV-074-04-C-001A-A2
- 4.- DE PROGRESIVA 0+240 HASTA 0+325 Y 0+540 HASTA 0+840 TUBERIA ENTERRADA BAJO SUELO DE RELLENIO. VER CORTE TIPICO D-D EN PLANO ETEV-074-04-C-001A-A2
- 5.- DE PROGRESIVA 0+325 HASTA 0+540 TUBERIA AEREA CON SOPORTES. VER SOPORTE TIPICO EN PLANO ETEV-074-04-C-001A-A2

LEYENDA :

- 1.- TUBERIA ENTERRADA
- 2.- TUBERIA AEREA
- 3.- TUBERIA ENTERRADA EN CRUCE DE PISTA

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA			
PROYECTO: SISTEMA DE SUMINISTRO INTERNO DE GAS A CENTRAL TERMICA			
TRAZO DE TUBERIA Ø24" DISTRIBUCION DEL SISTEMA DE PROTECCION CATORICA			
DISEÑADO	FECHA	VERSIÓN	VALOR
DIBUJADO	14/07/85	01	100%
REVISADO	R.L.D.	ESCALA	REVISOR: A
APROBADO	S/E		



ESPECIFICACIONES TECNICAS		
P _s	= 175 kg/cm ²	= 17 Mpa
P _v	= 2400 Kg/cm ²	= 240 Mpa
RECLAMAMIENTO MIN.	= 50 mm.	

NOTAS	DEF. FIGURA	REVISIONES	APR.	UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA	
				PROYECTO:	SISTEMA DE SUMINISTRO INTERNO DE GAS A CENTRAL TERMICA
				PLANO:	UBICACION DE COMPRESOR
				ESCALA:	1/25
				ESCALA PLANO:	1/100
				N.º DE PROYECTO:	
				N.º DE PLANO:	
				REV.	

