

ANEXO C: POTENCIA EFECTIVA, CONSUMOS ESPECIFICOS Y RESULTADOS RECIENTES DE ENSAYOS DE POTENCIA EFECTIVA

- C1: ENSAYOS DE POTENCIA EFECTIVA DE LAS UNIDADES DEL SEIN (MEDIO OPTICO)
- C2: RESULTADOS RECIENTES DE ENSAYOS DE POTENCIA EFECTIVA (MEDIO OPTICO)
- C3: COSTOS VARIABLES NO COMBUSTIBLES

**C3: COSTOS VARIABLES NO
COMBUSTIBLE**

=====



COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA
INTERCONECTADO NACIONAL

San Isidro, 13 de junio de 2011

COES/D/DP-259-2011

Ingeniero
Rafael Flores
Gerente Comercial
ENERSUR
Presente -

Asunto : **ACTUALIZACIÓN DEL COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE
DE LAS UNIDADES TERMOELÉCTRICAS DE LA C.T. ILO1**

Ref. : Carta ENR/305-2011 recibida el 13.05.2011

De nuestra consideración:

Nos dirigimos a usted por encargo del Director Ejecutivo, a fin de comunicarle que de la revisión del documento de levantamiento de observaciones al estudio de Costos Variables No Combustibles de las unidades de generación de la C.T. Ilo1 presentado con la carta de la referencia, se han aprobado los resultados del CVNC obtenidos para la unidad Cat Kato, conforme se detalla en el Cuadro N° 1.

Cuadro N° 1
CVNC de la unidad Cat Kato

| Grupo | CVNC (US\$/MWh) | CVM (US\$/MWh) | CVNC (US\$/MWh) |
|----------|--------------------|-------------------|--------------------|
| Cat Kato | 1.5171 | 15.1854 | 16.7025 |

Asimismo, manifestarle que, el informe en lo que compete al resto de unidades generadoras de la C.T. Ilo1, ha sido rechazado. Se adjunta al presente el informe técnico de revisión **COES/D/DP/SOI-002-2011**, donde se listan las observaciones no absueltas.

Por otro lado, en cumplimiento a lo establecido en el numeral 8.2 del Procedimiento Técnico N°34 del COES, se ha procedido a actualizar el Costo Variable No Combustible de las unidades termoeléctricas de la C.T. Ilo1 aún observadas, considerándose para ello el valor mínimo del CVNC de las unidades termoeléctricas de similar característica existente en el SEIN, conforme se detalla en el Cuadro N° 2.

Cuadro N° 2
CVNC actualizados

| Grupo | CVNC (US\$/MWh) |
|-------|--------------------|
| TV2 | 1.320 |
| TV3 | 1.320 |
| TV4 | 1.320 |
| TG1 | 2.690 |
| TG2 | 2.690 |

Al respecto, cabe precisar que para tal efecto se ha definido la unidad de similar característica teniendo en cuenta el tipo de tecnología (turbina a gas, turbina a vapor y motor recíprocante) de acuerdo a la clasificación indicada en el numeral 10.3.1 del referido Procedimiento, asignándose en cada caso el valor mínimo que corresponde por cada tipo, de acuerdo a lo indicado en Anexo 1.

Los valores actualizados serán aplicados a partir de las 00:00 horas del día 14 de junio de 2011.

Sin perjuicio de lo expuesto en la presente su representada podrá presentar un nuevo informe.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo.

Atentamente,



Ing. EDUARDO ANTUNEZ DE MAYOLO RAMIS
DIRECTOR DE PLANIFICACION
DE TRANSMISION
COES

Adj. Lo indicado
TM/CM
C c D, DO, SPR, SEV, SPL SGI OSINERGMIN-GFE
Reg. 1511

ANEXO 1

| Tipo de Tecnología | Nombre de la unidad termoelectrica con mínimo CVNC | CVNC (US\$/MWh) |
|--------------------|--|-----------------|
| Turbina a Gas | TG1 de la C T. Aguaytia | 2.690 |
| Turbina a Vapor | TV3 de la C T. Chilina | 1.320 |
| Motor Reciprocante | WARTSILA 1 de la C T. Independencia | 2.4543 |
| Ciclo Combinado | CC TG3 + TG4 de la C T. Ventanilla | 3.345 |

| | | |
|---|----------------------------|--|
|  | REVISIÓN DE INFORME | SUBDIRECCION DE GESTIÓN DE INFORMACIÓN Informe COES/D/DP-SGI- 002 – 2011 |
| | | Fecha: 13 de junio de 2011 |

REVISION DEL LEVANTAMIENTO DE OBSERVACIONES Y NUEVO INFORME DEL ESTUDIO DE DETERMINACIÓN DEL COSTO VARIABLE DE LA CENTRAL TERMICA ILO1 DE ENERSUR

Asunto : Determinación del costo variable no combustible de las unidades TV2, TV3 TG1, TG2 y CAT KATO de la Central Térmica Ilo 1

Ref. : Carta ENR/305-2011 recibida el 13.05.2011

1. ANTECEDENTES

El 13 de diciembre del 2005, salió publicada, mediante Resolución Ministerial RM 516-2005, la aprobación del Procedimiento N° 34 del COES SINAC que dice respecto al cálculo de los Costos Variables de Mantenimiento de las centrales térmicas del SEIN. El Procedimiento establece los principios y la metodología que las empresas deberán emplear en la determinación de los Costos Variables de Mantenimiento de sus unidades generadoras. Asimismo, mediante "Disposición Transitoria" del mismo procedimiento, se establecía que todos los integrantes del COES tendrían que adecuar la información de sus unidades termoeléctricas en un plazo de 120 días calendarios.

En abril del 2006, ENERSUR presentó su estudio de Determinación del Costo Variable No Combustible de las unidades generadoras de sus Centrales Térmicas Ilo 1 e Ilo 21.

Con fecha 19 de mayo del 2010, en atención a lo establecido en el numeral 5 del Procedimiento N° 34, ENERSUR remitió al COES la carta ENR/257-2010 con el Estudio de Determinación del Costo Variable No Combustible de las unidades generadoras TV2, TV3, TV4, TG1 y TG2 de su C.T. Ilo1.

Con fecha 15 de junio de 2010, el COES remitió a ENERSUR la carta COES/D/DO-547-2010 y el Informe Técnico SPR-227-2010 con las observaciones al referido Estudio.

Con fecha 12 de enero de 2011, ENERSUR remitió al COES la carta ENR/011-2011 con el documento de levantamiento a las observaciones planteadas y una versión del Estudio de determinación del Costo Variable No Combustible de las unidades generadoras de su C.T. Ilo1.

Con fechas 28 de febrero y 09 de marzo de 2011, el COES remitió a ENERSUR las cartas COES/D/DO-224-2011 y COES/D/DO-250-2011 respectivamente, conteniendo nuevas observaciones al estudio del Costo Variable No Combustibles de las unidades generadoras de la C.T. Ilo 1.

Con fecha 13 de mayo de 2011, ENERSUR remitió al COES la carta ENR/305-2011 con un nuevo documento de levantamiento a las observaciones, así como una nueva versión del Estudio de Determinación del Costo Variable No Combustible de las unidades generadoras de la C.T. Ilo 1.

2. OBJETIVO

Revisar el cálculo del Costo Variable No Combustible de las unidades TV2, TV3, TV4, TG1, TG2 y Grupos Diesel Cat-Kato de la C.T. Ilo1.

3. BASE LEGAL

- 3.1. Procedimiento Técnico N° 32 del COES "Criterio y Metodología para la Programación de la Operación de corto plazo de las centrales de Generación del COES".
- 3.2. Procedimiento Técnico N° 34 del COES "Determinación de los costos de Mantenimiento de las Unidades Termoeléctricas del COES".

4. DOCUMENTOS PRESENTADOS

- 4.1. Carta ENR/305-2011 con el documento de levantamiento de observaciones.
- 4.2. Informe en medio impreso del Estudio de Determinación del Costo Variable No Combustible de las unidades TV2, TV3, TV4, TG1, TG2 y Grupo Diesel Cat-Kato de la C.T. Ilo1.
- 4.3. CD de información conteniendo copia del informe en medio magnético, así como de las respectivas hojas de cálculo de sustento.

5. DE LAS OBSERVACIONES

CALDERA1

5.1. Observación 5.3

La respuesta dada a esta observación, no alcanza al nivel de sustento solicitado, al no incluirse en ella, conforme se solicitó en la observación, ninguna información del fabricante o de empresas terceras especialistas en el tema, que sustente el manual "Resumen de Mantenimiento de Turbinas, Calderos y Equipos auxiliares" elaborado por ENERSUR.

El Procedimiento Técnico N° 34 del COES en el numeral 9.2.1 menciona que la experiencia del titular será tomada sólo de manera complementaria. Al no incluirse entre el sustento alcanzado, documentos del fabricante o de empresas especialistas terceras, se entiende que se intenta dar al referido manual la calidad de declaración jurada. Sin embargo, el Procedimiento Técnico N° 34 no incluye como información de sustento la figura de documentos elaborados por las mismas empresas en calidad de declaración jurada.

Asimismo, cabe mencionar que el manual "Resumen de Mantenimiento de Turbinas, Calderos y Equipos auxiliares", fue modificado producto de las observaciones realizadas por el COES.

Por último, la entrega del referido manual se encuentra pendiente, dado que no se incluyó en el informe entregado al COES por ENERSUR con carta ENR/305-2011 del 13 de mayo de 2011.

5.2. Observación 5.7

Se solicitó las facturas y/o órdenes de compra de los ítems considerados en la categoría de mantenimiento observada, tal que sustenten la periodicidad y costos de los repuestos incluidos. Sin embargo, en el documento de sustento alcanzado, sólo se menciona algunos de los ítems incluidos en la categoría de mantenimiento. Por tanto, se reitera la observación.

5.3. Observación 5.12

Conforme se mencionó en la observación realizada, este tipo de mantenimiento se realiza en períodos significativamente mayores, esto es, cada 10 a 15 años y no cada 4 años como propone ENERSUR. Se debe corregir.

Por otro lado, en el archivo: Calculo CVNC B1 2010-rev-5.xls, los costos de este mantenimiento presentados hacen referencia a un periodo aún menor de 2 años (16000 horas de operación).

5.4. Observación 5.13

Aplica el numeral 5.2.

CALDERA 2

5.5. Observación 5.17

Aplica el numeral 5.2.

5.6. Observación 5.18

No se agregó al documento el sustento económico de la adquisición de cada equipo, conforme se solicitó inicialmente. Por tanto, se reitera la observación.

5.7. Observación 5.22

Aplica el numeral 5.2.

5.8. Observación 5.23

Aplica el numeral 5.2.

CALDERA 3

5.9. Observación 5.29

Aplica el numeral 5.2.

5.10. Observación 5.30

Aplica el numeral 5.2.

CALDERA 4

5.11. Observación 5.31

La explicación dada en la respuesta no es coherente. A fin de justificar la periodicidad de las actividades y repuestos de mantenimiento incluidos en la categoría de mantenimiento de las 4000 horas de operación, ENERSUR toma como ejemplo el caso del material 1012324 MODIFIELD SUPERHEATER ELEMENT ASSY, sustentando la periodicidad de su cambio mediante las órdenes de compra 4500000923 de fecha 31.08.2005 y 4500002067 de fecha 02.12.2006.

- Al respecto, las órdenes de compra mostradas en el ejemplo citado parecen corresponder a materiales diferentes por lo siguiente:

- El código y nombre de los materiales en ambas órdenes de compra son diferentes.
- Los precios unitarios en ambas órdenes de compra son totalmente diferentes. En la orden de compra 4500000923 el precio unitario es de US\$ 2 511, y en la orden de compra 4500002067 el precio unitario es de US\$ 14 011 (458% mayor).
- No resulta coherente la adquisición de una unidad de este material a un precio 4,5 veces mayor, cuando sólo han transcurrido 15 meses desde la compra de un lote de 33 unidades del mismo material, siendo que en cada mantenimiento de las 4000 horas de operación del caldero se reemplaza únicamente una unidad de este material.

De lo anterior se observa que no se ha sustentado adecuadamente la adquisición del material 1012324 MODIFIELD SUPERHEATER ELEMENT ASSY, y en consecuencia si el ejemplo carece de consistencia, se deduce que los repuestos restantes en la categoría de mantenimiento de las 4000 horas no pueden ser aceptadas. Por tanto, se reitera la observación.

5.12. Observación 5.32

Se observa que la cantidad de repuestos en stock y la adquirida durante el período enero 2007 a diciembre 2010 no sustenta la frecuencia de cambios propuesta por ENERSUR.

Del "*Reporte de tratamiento de Solpeds*", se observa que ENERSUR adquirió en el mismo período 6 unidades del elemento NOZZLE CAP DRILLED P05, las que adicionadas a las 7 unidades que se tenían en las "Bodegas de Sobrantes", hacen un total de 13 unidades. Sin embargo, en el archivo *Horas Operacion Acumuladas ILO1.xls*, se observa que el Caldero 4 operó en el mismo período de tiempo un total de 18 896 horas. Siendo que, cada 4000

horas de operación se cambian 4 piezas NOZZLE CAP DRILLED P05, para el período de tiempo evaluado, se debieron cambiar 19 piezas. Esto significa que existen 6 unidades de este elemento cuyo uso ha sido declarado, pero no justificado. Por tanto, dado que la información presentada no justifica la periodicidad de cambio de este elemento en el estudio, ENERSUR debe corregir la frecuencia de cambio del elemento NOZZLE CAP DRILLER P05.

En forma similar, dado que la información entregada tampoco sustenta la periodicidad de cambio del elemento OIL RESTRICTOR DRILLED asumida en el estudio, ENERSUR debe corregir la frecuencia de cambio de dicho elemento.

SISTEMA DE AGUA DE CIRCULACIÓN

5.13. Observación 5.40

Es un caso especial, que se economice repuestos que pueden ser fabricados internamente. Sin embargo, no se cumple con el objetivo del Procedimiento Técnico N° 34, el cual es reconocer los costos incurridos en la propia planta sustentado a través de facturas y órdenes de compra, así como de cotizaciones en los casos de las actividades que aún no han sido realizadas dado que aún no se ha completado el número de horas necesarias para su ejecución.

El otorgar precios de mercado a repuestos que son fabricados por la propia empresa podría significar ineficiencias, al reconocerse costos de mercado a piezas de inferior calidad con una frecuencia de cambio mayor; lo que se traduce en un mayor costo de mantenimiento del que correspondería de haberse utilizado piezas comercializadas en el mercado.

Por tanto, siendo que la periodicidad y costeo de esta pieza observada no se encuentra lo suficientemente sustentada, se reitera la observación.

TG1 y TG2

5.14. Observación 5.3

La observación no fue levantada. El hecho que el fabricante aún no haya dado respuesta a la solicitud de ENERSUR, no implica que no exista en la práctica una gestión más eficiente de los mantenimientos al considerar la reutilización de piezas una vez reparadas. Lo que se confirma con el correo electrónico de General Electric de fecha 28.03.2011, donde se confirma que por lo menos 19 elementos del listado de partes para el mantenimiento "HOT GAS PATH INSPECTION PARTS" son reparables. Por tanto, se reitera la observación.

5.15. Observación 5.4

Aplica el numeral 5.14.

5.16. Observación 5.7

En la respuesta dada, se manifiesta que los repuestos utilizados en el mantenimiento de las 12000 horas, fueron los que pasaron de SPCC a ENERSUR fuera de inventario de almacén, por tanto no se tiene facturas de ellos, sino únicamente la cotización *Proposal 5553162.pdf*. Al respecto, de la revisión de los detalles de la cotización, se observó que varios de los repuestos que se muestran en ella no figuran en el inventario del año 1997, por ejemplo:

| | | |
|---------------------------|------|-----------|
| T/P BULLHORN MS6001 | US\$ | 4451,9 |
| SLEEVE FLOW MS6001 | US\$ | 32 982,2 |
| FUEL NOZ ASSY - DUEL FUEL | US\$ | 103 640,6 |
| SPARK PLUG ASSY | US\$ | 1 903,7 |
| FLM DETECTOR | US\$ | 9907,0 |

ENERSUR debe aclarar de donde salieron los repuestos que no se encontraban en el almacén y que tampoco fueron comprados.

Por otro lado, se menciona que el mantenimiento de las 8000 horas a la unidad TG1 se realizó en julio del 2005 y el mantenimiento de las 12000 horas en agosto de 2007. Sin embargo, de la revisión del archivo *Horas Operación AcumuladasILO1.xls*, se observa que entre estas dos fechas la unidad sólo operó 120 horas. Se debe aclarar esto.

5.17. Observación 5.9

La observación no fue levantada. No se adjuntó al informe el detalle de la información requerida; es decir, no se mencionó que actividades de servicio, y mano de obra conforman esta categoría. Tampoco se detalló que repuestos se incluyen en este mantenimiento, ni que parte de ellos son de sustitución o reparación, tal que se realice la gestión de los mantenimientos solicitada en el Procedimiento Técnico N° 34, en el sentido de incluir en el estudio la formación de escenarios en base al número de veces que cada parte (pieza o componente) es reparable y/o reutilizable, incluyéndose los costos de estas reparaciones. Por tanto, se reitera la observación.

5.18. Observación 5.10

Aplica el numeral 5.17.



| Fecha | Rev. | Descripción | Elaboró | Revisó | Aprobó |
|----------|------|-------------------------|---------|--------|--------|
| 13/06/11 | 0 | Elaboración del Informe | CMH | TM | TM |



**ESTUDIO DE DETERMINACION
DEL COSTO VARIABLE NO
COMBUSTIBLE DE LA UNIDAD
TG1 DE LA CENTRAL
TERMOELECTRICA CHILCA 1 DE
ENERSUR**

JULIO 2011

**ESTUDIO DE DETERMINACION DEL COSTO VARIABLE NO
COMBUSTIBLE DE LA UNIDAD TG1 DE LA CENTRAL
TERMOELECTRICA CHILCA 1 DE ENERSUR**

INDICE

1. Objetivo
2. Antecedentes
3. Alcances
4. Metodología
5. Determinación del CVNC
 - 5.1. Descripción de las Central Termoeléctrica
 - 5.2. Determinación del CVONC
 - 5.3. Determinación del CVM, CFAM y CMarr
 - 5.3.1. Determinación de las Categorías y Períodos de Mantenimiento
 - 5.3.2. Mantenimiento de equipos auxiliares, secciones y partes complementarias
 - 5.3.3. Costo de los mantenimientos
 - 5.3.4. Flujo de mantenimiento y costos
 - 5.3.5. Determinación del CVM, CFAM y CMarr

ESTUDIO DE DETERMINACION DEL COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE DE LA UNIDAD TG1 DE LA CENTRAL TERMoeLECTRICA CHILCA 1 DE ENERSUR

1. OBJETIVO

El objetivo general del presente Informe Técnico – Económico (en adelante el “Informe”) es la determinación del Costo Variable No Combustible de la Unidad Generadora TG1 de la Central Termoeléctrica Chilca 1 de propiedad de ENERSUR.

De manera específica se determinará para dichas unidades generadoras el Costo Variable No Combustible (CVNC), el Costo Variable de Operación No Combustible (CVONC), el Costo Variable de Mantenimiento (CVM), el Costo Fijo Anual de Mantenimiento (CFAM) y el Costo de Mantenimiento por Arranque (CMarr).

2. ANTECEDENTES

Mediante Resoluciones Ministeriales N° 516-2005-MEM/DM y N° 080-2006-MEM/DM, se aprobaron los Procedimientos: N° 32 “Criterios y Metodología para la Programación de la Operación de Corto Plazo de las Centrales de Generación del COES” (en adelante “Procedimiento 32”), N° 33 “Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Termoeléctricas del COES” (en adelante “Procedimiento 33”), y N° 34 “Determinación de los Costos de Mantenimientos de las Unidades Termoeléctricas del COES” (en adelante “Procedimiento 34”).

En base a los procedimientos mencionados se ha elaborado el presente informe, de manera tal, que se ha determinado el CVNC y el CVONC según lo establecido en el Procedimiento 32 y el CVM, CFAM y CMarr según lo establecido en el Procedimiento 34.

La unidad generadora TG1 (en adelante “TG11”) ingresó en operación comercial el 8 de diciembre del 2006.

Las unidades TG1 y TG2 son marca Siemens, modelo V84.3A (SGT6-4000F) por consiguiente los costos de repuestos, servicios y otros utilizados en este estudio son aplicables para ambas unidades.

3. ALCANCES

El alcance del Informe es:

- Recopilación de la información de los costos de los mantenimientos de la unidad TG11 de la central termoeléctrica Chilca 1.
- Determinación de las categorías de mantenimiento, los períodos de mantenimiento y el contador que determina la oportunidad de efectuar determinada categoría de mantenimiento.
- Descripción de la metodología empleada en función a lo establecido en los Procedimientos 32, 33 y 34.
- Determinación de los flujos de mantenimiento y sus respectivos costos.

- Determinación de los CVNC, CVONC, CVM, CFAM y CMarr.
- Informe Final con la descripción detallada del cálculo.

4. METODOLOGÍA

De acuerdo a lo establecido en los Procedimientos 32, 33 y 34, el CVNC se define como:

$$CVNC = CVONC + CVM$$

Donde:

CVNC: Costo Variable No Combustible

CVONC: Costo Variable de Operación No Combustible

CVM: Costo Variable de Mantenimiento

El CVONC está relacionado a consumibles agregados al proceso de combustión, por consideraciones técnicas de las unidades, y que guardan proporción directa con la producción de cada unidad. Para el caso de ambas unidades, se están considerando los costos de los consumibles utilizados con este fin.

Los costos de los consumibles requeridos para el cálculo del CVONC, se determinan en función de los consumos históricos de los agregados en cada proceso y se expresan por unidad de energía generada.

$$CVONC = ga \times ca$$

Donde:

ga: Consumo del agregado en función de la potencia media de la unidad.

ca: Costo del agregado.

El CVM, el CFAM y el CMarr se han determinado según lo señalado en el Procedimiento 34, por tanto, se deben establecer para cada unidad, las categorías de mantenimiento, los periodos de mantenimiento y el contador ó acumulador. Posteriormente se determina los costos de los mantenimientos de acuerdo a cada categoría establecida y luego se elaboran los flujos de los mantenimientos con sus respectivos costos. De esta manera se determina el Costo Total de Mantenimiento (CTM) anualizado desagregado en costos variables y costos fijos; por tanto el CFAM corresponderá al costo fijo determinado y el CVM se calculará como la pendiente de la regresión lineal de la curva del CTM.

5. DETERMINACION DEL CVNC

5.1. DESCRIPCION DE LA CENTRAL TERMICA

La Central Termoeléctrica Chilca 1, está ubicada en el distrito de Chilca, provincia de Cañete, departamento de Lima. Cuenta con 3 Turbinas a Gas en ciclo abierto; la

unidad TG11 materia de este estudio tienen una Potencia Efectiva¹ de 171.463.8 MW respectivamente.

El Cuadro 1 muestra las características técnicas de la unidad TG11 de la C.T. Chilca I.

Cuadro 1: Características Técnicas de la unidad TG11 – C.T. CHILCA I

| DESCRIPCION | UNIDAD | TURBINAS A GAS |
|---|--------|------------------|
| Fabricante | | SIEMENS |
| Modelo | | V84.3 A (2) |
| Tipo | | INDUSTRIAL |
| Fabricación | Año | 2002 |
| Potencia Nominal Base | MW | 180 |
| Velocidad de Rotación | r.p.m. | 3600 |
| Nº de etapas turbina | | 4 |
| Nº etapas compresor axial | | 15 |
| Aire de entrada | | |
| - Temperatura Promedio | °F | 66.2 |
| - Presión | PSIA | 14.7 |
| Temperatura máx. Gases de escape de turbina | F | 1040 |
| Tipo de Combustible | | Gas Natural |
| GENERADOR ELECTRICICO | | |
| Fabricante | | SIEMENS |
| Tipo | | 2 polos síncrono |
| Potencia Nominal | MVA | 201 |
| Tensión Nominal | V | 16000 |
| Corriente Nominal | A | 7253 |
| Factor de Potencia | | 0,9 |
| Frecuencia | Hz | 60 |
| Velocidad de Rotación | r.p.m. | 3600 |

Adicionalmente en la C.T. Chilca I existen equipos e instalaciones auxiliares como: sistemas de enfriamiento, sistemas de aire, sistemas de combustible, sistema hidráulico, sistema contraincendios, sistema de lavado y drenaje, sistemas de control, estación de gas, subestación eléctrica en 220 kV, sistema eléctrico de la planta, sistemas de ventilación, etc.

5.2. DETERMINACION DEL CVONC

Se consideran los costos de los consumos en agua desmineralizada, lubricantes y detergentes; los cuales son insumos necesarios para la operación de la unidad TG11. El Cuadro N° 2, muestra el consumo histórico anual de dichos insumos para cada unidad.

¹ Potencia Efectiva según el informe final de estudio de determinación de Potencia Efectiva y Rendimiento aprobado por el COES el 04 de Mayo 2010.

Cuadro N° 2: Consumo de Insumos

| Grupo | Item | Unidad | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
|-------|---------------------------------|--------|--------------|-----------|---------|-----------|
| TG11 | Consumo Lubricante | Gal | 0.0 | 410.0 | 410.0 | 410.0 |
| | Consumo de Agua Desmineralizada | M3 | 55.27 | 96.85 | 85.5 | 55.75 |
| | Consumo Detergente | Gal | 50 | 50 | 50 | 50 |
| | Energía Generada | MWh | 1,323,644.35 | 1,288,906 | 996,135 | 1,092,946 |

Considerando la información anterior, podemos determinar el consumo específico de lubricantes; y dado que a la fecha se dispone de los datos de operación del año 2010, se divide la suma del consumo de lubricantes del 2007 al 2010 entre la suma de la energía generada durante el mismo periodo. Utilizando el costo de aceite de 2.097USD/lit, el costo de detergente 24.00 USD/Gal y el costo de agua desmineralizada 150.00 USD/m3 obtenemos el CVONC asociado al agregado lubricantes y aceites, el cual se muestra en el Cuadro N° 3. Los resultados obtenidos se deben agregar al CVM de cada unidad a fin de obtener el CVNC.

Cuadro N° 3: CVONC

| Grupo | Costo Total (USD) | CVONC (USD/MWh) |
|-------|-------------------|-----------------|
| TG11 | 51,385 | 0.0109 |

El detalle del cálculo se muestra en el Anexo 1.

5.3. DETERMINACION DEL CVM, CFAM y CMarr

El CVM se ha determinado de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento 34, para lo cual se debe determinar las categorías y periodos de mantenimiento así como el contador y en base a ello determinar el flujo y los costos de mantenimiento.

5.3.1. CONTADOR

El contador se ha definido en función de las horas equivalentes de operación (HEO). La fórmula para el cálculo de las HEO de la TG11 es igual a la suma de: (i) las horas de operación normales, (ii) el número de arranques por el factor asociado al arranque, que en nuestro caso es 10. Por lo tanto la fórmula empleada para determinar las HEO de la TG11 es:

$$HEO = HO + NA \times 10$$

Donde:

HO: Horas de operación
NA: Número de arranques.

Para mayores detalles ver el documento “SGT6-4000F (TG11) EOH Calculation.pdf” en la carpeta “Manuales y Contratos”.

5.3.2. CATEGORIAS Y PERIODOS DE MANTENIMIENTO

Las categorías y periodos de mantenimiento se definen para el motor primo de la unidad de generación y todas las demás partes complementarias, secciones y/o auxiliares de la unidad de generación adecuan su mantenimiento a la del motor primo. El motor primo es la turbina a gas de las unidades.

Las categorías y periodos de mantenimiento para el conjunto Turbina-Generador, se muestran en el Cuadro N° 4.

Cuadro N° 4: Categorías/Periodos Mantenimiento Turbina a Gas TG11

| Categoría de Mantenimiento | Código | Periodos (HEO) |
|--------------------------------------|--------|----------------|
| Inspección Menor (IM) | M8333 | 8,333 |
| Hot Gas Path Inspection (HGPI) | M25000 | 25,000 |
| Mantenimiento Mayor Over – Haul (MO) | M50000 | 50,000 |

Se debe mencionar que las categorías y periodos de mantenimiento para la turbina a gas, se han establecido en función a lo especificado en el Contrato LTSA de mantenimiento suscrito con Siemens (en adelante “Contrato LTSA”).

5.3.3. MANTENIMIENTOS DE EQUIPOS AUXILIARES, SECCIONES Y PARTES COMPLEMENTARIAS

En la C.T. Chilca 1, además de las turbina a gas, se cuenta con el generador y equipos auxiliares como sistemas de enfriamiento, sistemas de aire, sistemas de combustible, sistema hidráulico, sistema contraincendios, sistema de lavado y drenaje, sistemas de control, estación de gas, sistema eléctrico de la planta, sistemas de ventilación, y otros, al cual denominaremos Sistema BOP. Con la finalidad de efectuar un mejor análisis, todos estos sistemas y equipos auxiliares ó Sistema BOP, se han dividido en 04 subgrupos: Sistema Eléctrico, Sistema de Auxiliares, Sistema de Control y Subestación Eléctrica.

Para determinar el Costo de Mantenimiento del Sistema BOP, se ha establecido Categorías y Periodos de Mantenimiento para cada uno de los 5 subgrupos los cuales se muestran en los Cuadros N° 5, 6, 7 y 8.

Cuadro N° 5: Categorías/Periodos Mantenimiento Sistema Eléctrico

| Categoría de Mantenimiento | Código | Periodos (HO) |
|---|--------|---------------|
| Pruebas Eléctricas al generador | M8333 | 8,333 |
| Insp. Y Calibración Protecciones, Consumibles | M25000 | 25,000 |
| Inspección General, Sistema Generador | M50000 | 50,000 |

Cuadro N° 6: Categorías/Periodos Mantenimiento Sistema de Auxiliares

| Categoría de Mantenimiento | Código | Periodos (HO) |
|----------------------------|--------|---------------|
| Inspección Menor | M8333 | 8,333 |
| Inspección Menor | M25000 | 25,000 |
| Inspección General | M50000 | 50,000 |

Cuadro N° 7: Categorías/Periodos Mantenimiento Sistema de Control

| Categoría de Mantenimiento | Código | Periodos (HO) |
|----------------------------|--------|---------------|
| Inspección Menor | M8333 | 8,333 |
| Inspección Parcial | M25000 | 25,000 |

Cuadro N° 8: Categorías/Periodos Mantenimiento Subestación Eléctrica

| Categoría de Mantenimiento | Código | Periodos (HO) |
|-------------------------------------|--------|---------------|
| Mantenimiento Subestación Eléctrica | M50000 | 50,000 |

Los Costos Fijos de mantenimiento están referidos a los costos fijos establecidos en el Contrato LTSA (Costo Fijo Anual y Costo Fijo por Arranques) y a los costos fijos derivados de los costos de mantenimiento de la estación de gas y de la subestación eléctrica.

Notas sobre Mantenimientos:

Las siguientes notas, explican el tratamiento de los mantenimientos especificados en este Informe y en el archivo "02_Calculo-Rev4.xlsx":

Justificación de los costos para el "Major Inspection" de 50,000 EOH:
A la fecha, ninguna de las dos unidades ha llegado a las 50,000 EOH; sin embargo, durante los mantenimientos de "Hot Gas Path Inspection" (25,000 EOH) se aprovechó para reemplazar las cámaras de combustión para lo cual fue necesario desmontar el rotor de la turbina y compresor; a este mantenimiento se le denomina "Hot Gas Path Inspection extended" (HGPIe) que equivale a un "Major Inspection"; por esta razón utilizamos estos costos para el mantenimiento de 50,000 EOH.

Adjuntamos el alcance de los trabajos considerados en el LTSA (ver archivo "Scope of Work LTSA.pdf") para el HGPI y el MAJOR INSPECTION en donde se puede ver que para el MAJOR INSPECTION se requiere desmontar el rotor; que es lo que se realizó en los HGPIe.

Mantenimiento de Auxiliares 50,000 HEO: Sustento Cotizaciones y Órdenes de compra de Siemens. Se refiere básicamente al mantenimiento del compresor (inspección y recoating de las 4 primeras etapas); este mantenimiento no está incluido en el LTSA. Adicionalmente mantenimientos mayores de los sistemas de lubricación e hidráulicos.

Mantenimiento de Sistemas Auxiliares 8,333 HEO: Mantenimiento de sistemas auxiliares de 8333 horas. El manual de turbina justifica la inclusión de este mantenimiento. La frecuencia de mantenimiento se hace coincidir con las frecuencias de mantenimiento de la maquina. En el caso del cambio de filtros y pre-filtros, si bien el fabricante recomienda el cambio bajo monitoreo de caída de presión de cada etapa, también dependerá de las inspecciones visuales, se puede encontrar en las

inspecciones filtros deteriorados, con bastante presencia de humedad (barro) y no necesariamente se alcanza el diferencial de presión recomendada, el cambio ha sido definido por condición de los filtros. Factores como cercanía a la costa aprox. 4 Km alta humedad (70 a 90 %), alrededores donde existe bastante presencia de polvo y viento.

Mantenimiento de Sistema de Control 100,000 HEO: Este mantenimiento es una actualización del sistema de control por cambio de tecnología, este costo se incurre a los 12 años, y no depende de las EOH de la máquina.

Mantenimiento Estación de Gas 50,000 HEO: En este informe se representa como costo fijo y anual. No depende de las EOH de la máquina.

Mantenimiento Subestación Eléctrica 50,000 HEO: Como en el caso del Mantenimiento 100,000 HEO del Sistema de Control. Ese mantenimiento en la sub estación, tiene costo pero no depende de las EOH de la máquina.

5.3.4. COSTOS DE LOS MANTENIMIENTOS

Para cada una de las categorías de mantenimiento determinadas y para cada unidad generadora se establecen costos de los mantenimientos. Los costos de mantenimiento de la turbina son los establecidos en el Contrato LTSA. Los costos de mantenimiento del Sistema BOP son los costos ejecutados durante estos primeros años de operación y además de presupuestos de servicios proyectados a realizar.

El Cuadro N° 9, muestran los valores iniciales de los costos de mantenimiento de la turbina a gas derivados del Contrato LTSA.

Cuadro N° 9: Costo de Mantenimiento de la Turbina a Gas según Contrato LTSA

| Mantenimiento | Código | Periodo (HEO) | Costo | |
|---|--------|---------------|----------|-----------|
| | | | Unidad | Valor |
| Repuestos Iniciales | RI | -- | USD/term | 4'500,000 |
| Costo Fijo Anual | CFA | -- | USD/año | 160,000 |
| Inspección Menor | IM | 8,333 | USD | 70,500 |
| Mantenimiento Ruta de Gases Calientes | HGPI | 25,000 | USD | 1'430,000 |
| Mantenimiento Mayor - Overhaul | MO | 50,000 | USD | 2'100,000 |
| Variable Fee Inicial /HEO | VAR | 1 | USD/HEO | 260 |
| Costo Fijo por Arranques (mayores a 25 arranques/año) | M25A | -- | USD/25A | 70,500 |

El Costo Fijo Anual (CFA), los Repuestos Iniciales (RI), el Costo Fijo por Arranques mayores a 25 arranques/año (M25A) y el Variable Fee están indexados 100% a la variación del U.S. Producer Price Index for Turbine and Turbine Generator (PCU333611333611) (en adelante "PPI") aplicable desde el primer año de operación y tomando como base abril 2005 (ver "LTSA - Definicion Escalation Factor.pdf").

Estos RI cubren las 50.000 HEO, es decir que a para un ciclo de 20 años, se requerirá tres juegos de RI. A su vez los costos de RI se distribuyen 40.5% en el Mantenimiento de Ruta de Gases Calientes (HGPI) y 59.5% en el Mantenimiento Mayor (MO).

El Costo Fijo por Arranques, se produce cuando se superan los 25 arranques anuales, es decir que a los 25 arranques se incurre en dicho costo y cada vez que se llega a dicho número de arranques se debe pagar el costo asociado.

Los costos de mantenimiento IM, HGPI y MO están indexados 100% a la variación del U.S. Consumer Price Index for All items less Food and Energy (CUUR0000SAOL1E) (en adelante "CPI") a partir del primer año de operación tomando abril del 2005 como fecha base. Como referencia de cálculo, se puede ver el costo del HGPI actualizado según facturas Siemens de los años 2010 y 2011 (ver HGPI_1.PDF, HGPI_2.PDF, HGPI_3.PDF y HGPI_4.PDF).

El costo Variable/HEO se determina multiplicando por cada HEO. El costo inicial es 260 USD/HEO, pero debido a la variación del PPI ("escalation charge") este valor actualizado asciende a 348.317 USD/MWh (ver "LTSA - Definicion Escalation Factor.pdf" y como referencia de cálculo ver orden de compra 2011011209093954.pdf). Este costo luego se suma a cada tipo de mantenimiento (IM, HGPI y MO).

En la hoja de cálculo "02_Calculo CVNC-Rev4.xlsx" se ha incluido la base de datos histórica de la variación de PPI y CPI.

El Cuadro N° 10, muestra los costos de mantenimiento del Sistema BOP.

Cuadro N° 10: Costo de Mantenimiento del Sistema BOP

| Mantenimiento | Código | Periodo (HEO) | Costo | |
|-----------------------|--------|---------------|---------|-----------|
| | | | Unidad | Valor |
| Sistema Eléctrico | SE1 | 8,333 | USD | 11,110 |
| | SE2 | 25,000 | USD | 154,215 |
| | SE3 | 50,000 | USD | 1,152,715 |
| Sistema de Auxiliares | SA1 | 8,333 | USD | 155,020 |
| | SA2 | 25,000 | USD | 152,490 |
| | SA3 | 50,000 | USD | 736,443 |
| Sistema de Control | SC1 | 8,333 | USD | 19,139 |
| | SC2 | 25,000 | USD | 76,555 |
| Estación de Gas | EG1 | -- | USD/año | 36,698 |
| Subestación Eléctrica | MSSEE1 | -- | USD/año | 9,715 |

El costo de mantenimiento EG1 de la Estación de Gas, es un costo fijo anual. Asimismo también el costo de mantenimiento MSSEE1 de la subestación eléctrica es un costo fijo anual

El Cuadro N° 11, muestra los costos operativos, costos de insumos y servicio de terceros asociados a los costos de mantenimiento especificados en el Contrato LTSA y en el Sistema BOP.

Estos son costos adicionales a los del Contrato LTSA y del Sistema BOP en que se incurren cada vez que se efectúa los mantenimientos de IM, HGPI y MO, por lo cual en la práctica hay que adicionar los costos mostrados en el Cuadro N° 11 a los costos de los mantenimientos de IM, HGPI y MO.

Cuadro N° 11: Costos Operativos, Insumos y Servicios de Terceros

| Mantenimiento | Código | Periodo (HEO) | Costo | |
|---|-----------|---------------|--------|---------|
| | | | Unidad | Valor |
| COSTOS ASOCIADOS A MANTENIMIENTO DEL CONTRATO LTSA | | | | |
| Inspección Menor | IM-LTSA | 8,333 | USD | 56,799 |
| Mantenimiento Ruta de Gases Calientes | HGPI-LTSA | 25,000 | USD | 99,926 |
| Mantenimiento Mayor - Overhaul | MO-LTSA | 50,000 | USD | 798,817 |
| COSTOS ASOCIADOS A MANTENIMIENTO DEL SISTEMA BOP | | | | |
| Inspección Menor | IM-BOP | 8,333 | USD | 21,474 |
| Mantenimiento Ruta de Gases Calientes | HGPI-BOP | 25,000 | USD | 64,403 |
| Mantenimiento Mayor - Overhaul | MO-BOP | 50,000 | USD | 64,403 |

En el Anexo 2 se encuentra mayor información de los costos de los mantenimientos considerados para determinar el CVM de la TG11 de la C.T. Chilca 1.

5.3.5. DETERMINACION DEL CVM

De acuerdo a lo establecido en el Procedimiento 34 actual (N° 214-2010-OS/CD aprobado por Osinergmin en agosto de 2010), se establecen los siguientes escenarios de operación:

- i. Cero horas de operación anual.
- ii. Mínimo horas de Operación anual.
- iii. Promedio de horas de Operación anual.
- iv. Máximo horas de Operación anual.

Cabe mencionar, que de acuerdo al Procedimiento 34, la vida útil de todas las unidades termoeléctricas se considera sea 20 años y se asume que todas las unidades son nuevas, es decir no se toma en cuenta la antigüedad de la unidad generadora.

Asimismo, también se asume que en cada escenario de operación posible, cada unidad generadora operará siempre al nivel de potencia efectiva.

En nuestro caso las simulaciones de operación se han establecido a partir de las horas de operación anuales y por tanto la producción anual se determinará considerando un nivel de potencia igual al de potencia efectiva. En resumen, el flujo de mantenimientos se expresa en función del contador (HO u HEO).

Para el caso de la TG11, se considera además el promedio de los cuatro últimos años del número de arranques.

El flujo de mantenimientos así como el respectivo flujo de costos deben ser expresados en función de las horas calendario o HOE para cada uno de los escenarios de operación simulados. Posteriormente se determina el valor actual y la Anualidad del costo variable de mantenimiento (CVM) para cada escenario considerando el horizonte de veinte años. El cálculo tanto de la Anualidad y del valor actual del costo variable de mantenimiento se realiza usando la tasa de actualización de 12% (según el Art. 79° de la LCE).

La Anualidad CVM, según el procedimiento, es ajustada usando una regresión lineal con los resultados de los cuatro escenarios. Para determinar el Costo Total de Mantenimiento por año, se suma la Anualidad Ajustada CVM y el Costo Fijo de Mantenimiento por año.

En el Anexo 2, se adjunta información de proformas, facturas, y otros que sustentan el costo de mantenimiento de las dos unidades.

En el Anexo 3, se encuentra el detalle del cálculo del CVM y CFAM de las dos unidades.

El Cuadro N° 12 muestra el CVM resultante para cada una de la unidad.

Cuadro N° 12: Costo Variable de Mantenimiento

| Grupo | CVM (USD/MWh) |
|-------|---------------|
| TG11 | 4,4009 |

5.4. DETERMINACION DEL CFAM

Como se mencionó en el punto anterior, el CFAM corresponde al costo fijo de mantenimiento, el cual forma parte del CTM. El Cuadro N° 13 muestra el CFAM para cada una de la unidad.

Cuadro N° 13: Costo Fijo Anual de Mantenimiento

| Grupo | CFAM (USD/año) |
|-------|----------------|
| TG11 | 271,966.40 |

5.5. DETERMINACION DEL CMarr

Por el tipo de unidades generadoras, las turbina TG11, que es una turbina a gas, tienen asociado un CMarr el cual se determina como el cociente del CFAM entre el promedio de los números de arranques considerados. El CMarr para la TG11 es 12,087.40 USD/arr.

6. CONCLUSIONES

Del estudio efectuado y los resultados obtenidos podemos concluir lo siguiente:

- a) Los resultados obtenidos están dentro de los estándares de CVNC de unidades termoeléctricas.

- b) Para la turbina TG11 de Chilcal se ha determinado el CMarr, debido a que el costo de mantenimiento es afectado por el número de arranques.
- c) Se ha determinado el CVONC asociado a dos agregados: agua, detergentes y lubricantes en función a los consumos históricos de los últimos 4 años.
- d) Los resultados de CVNC se muestran en el Cuadro N° 14

Cuadro N° 14: Resumen de Resultados de CVNC, CVONC, CVM, CFAM y CMarr

| Grupo | CVM (USD/MWh) | CVONC (USD/MWh) | CVNC (USD/MWh) | CFAM (USD/año) | CMarr (USD/arr) |
|-------|------------------|--------------------|-------------------|-------------------|--------------------|
| TG11 | 4.4009 | 0.0109 | 4.4118 | 271.966.40 | 12.087.40 |

ANEXO 1

PRECIO DE LOS LUBRICANTES Y CÁLCULOS EFECTUADOS PARA DETERMINAR EL CVONC

COSTO VARIABLE DE OPERACIÓN NO COMBUSTIBLE

COSTO VARIABLE DE OPERACIÓN NO COMBUSTIBLE

| | CONSUMOS ANUAL | Costo Anual TG11 (USD) | Costo Anual TG12 (USD) | Consumo Anualizado TG11 | Consumo Anualizado TG12 | Unidad | Ordenes de Compra |
|----|--|------------------------------|------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|--------|---|
| 1. | CONSUMO DE AGUA DESMINERALIZADA | | | | | | |
| | Lavado del compresor | 44.006 | 39.765 | 293.4 | 265.1 | m3 | O.C PO 4400035229 PDF Agua Demineralizada (0.15 US\$ / lit = 150 US\$ / m3) |
| 2. | CONSUMO DE LUBRICANTES | | | | | | |
| | Reposición aceite lubricación | 2.579 | 1.719 | 1230.0 | 820.0 | lt | O.C PO 4400039611 PDF Aceite Lubricacion (444.55 US\$ / 212 lt) |
| 3. | CONSUMO DE QUIMICOS | | | | | | |
| | Detergente para lavado de compresor | 4.800 | 4.200 | 290 | 175 | gl | O.C PO 4500004765 PDF Detergente (1320 US\$ / 55 gl) |
| | Total | 51,385 | 45,684 | | | | |

| ITEM | RESUMEN | | UNIDAD |
|--|------------|------------|----------|
| | VALOR TG11 | VALOR TG12 | |
| Total gasto en insumos adicionales | 51.385 | 45.684 | US\$ |
| Energía a plena carga en el año | 4.701.633 | 3.455.214 | MWh |
| Costo Variable de Operación No Combustible | 0.0109 | 0.0142 | US\$/MWh |

Consumo Histórico Turbinas a Gas TG11 y TG12

| Agua DEMI | Año | | Volumen TG11 (m3) | TG12 |
|-----------|----------|------|-------------------|-------|
| | 2007 | 2008 | | |
| | 2007 | 2008 | 55.27 | 27 |
| | 2008 | 2009 | 96.85 | 96.85 |
| | 2009 | 2010 | 85.5 | 85.5 |
| | 2010 | | 55.75 | 55.75 |
| | Total TG | | 293.4 | 265.1 |

| Detergente | Año | | Volumen TG11 (gal) | TG12 |
|------------|----------|------|--------------------|------|
| | 2007 | 2008 | | |
| | 2007 | 2008 | 50 | 25 |
| | 2008 | 2009 | 50 | 50 |
| | 2009 | 2010 | 50 | 50 |
| | 2010 | | 50 | 50 |
| | Total TG | | 200 | 175 |

Consumo de Lubricante R-32 TG11 y TG12

| | Año | | LT (TG11) | LT (TG12) |
|--|----------|------|-----------|-----------|
| | 2007 | 2008 | | |
| | 2007 | 2008 | 0.0 | 0.0 |
| | 2008 | 2009 | 410.0 | 410.0 |
| | 2009 | 2010 | 410.0 | 410.0 |
| | 2010 | | 410.0 | 410.0 |
| | Total TG | | 1230.0 | 820.0 |

Fuente: Reservas SAP

Producción Histórica Energía

| Año | TG11 | TG12 |
|----------|-----------|-----------|
| | MWh | MWh |
| 2007 | 1.303.644 | 632.879 |
| 2008 | 1.288.936 | 1.272.015 |
| 2009 | 996.135 | 1.144.136 |
| 2010 | 1.092.947 | 406.185 |
| Total TG | 4.701.633 | 3.455.214 |

ANEXO 2

COSTOS DE MANTENIMIENTO DE LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA DE CHILCA 1 DE ENERSUR

Los costos de mantenimiento de la TG11 de la Central Termoeléctrica de Chilca1 se encuentran en las hojas del archivo "02_Calculo CVNC-TG11.xlsx" y los montos están sustentados con los archivos que hacen referencia a las órdenes de compra, facturas o cotizaciones, las que se encuentran en las carpetas "Órdenes de Compra".

ANEXO 3

CÁLCULO DEL COSTO VARIABLE DE MANTENIMIENTO (CVM) Y COSTO FIJO ANUAL DE MANTENIMIENTO (CFAM) DE LA C.T DE CHILCA 1 DE ENERSUR

CENTRAL TERMICA **UNIDAD** **POTENCIA EFECTIVA**

TIPO DE MANTENIMIENTO **FABRICANTE**

Horas de Operación

| | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | Promedio |
|-----------|-------|-------|-------|-------|----------|
| HO | 6.144 | 8.002 | 6.494 | 7.506 | 7.537 |
| HIF | 554 | 671 | 2.164 | 802 | 1.048 |
| HIP | 15 | 47 | 3 | 41 | 27 |
| Arranques | 26 | 18 | 14 | 32 | 23 |

| Escenarios | Mínimo | Prom | Máximo | Costo fijo |
|------------|--------|-------|--------|------------|
| 0 | 6.494 | 7.537 | 7.686 | 271.966 |

| PARAMETROS | VALOR | UNIDAD |
|-------------------|--------|--------|
| POTENCIA EFECTIVA | 171.46 | MW |
| HORIZONTE | 20 | Años |
| | | |
| | | |
| | | |

BOP Y DERIVADOS

| TIPO DE MANTO | HORAS DE OPERACION | COSTO TOTAL |
|---------------|--------------------|-------------|
| M8333 | 8333 | 265.769 |
| M25000 | 25000 | 464.012 |
| M50000 | 50000 | 2.353.185 |
| M100000 | 100000 | - |
| M1000000 | 1000000 | - |

REPUESTOS INICIALES (PPI) y VARIABLE FEE

| TIPO DE MANTO | HORAS DE OPERACION | COSTO TOTAL |
|---------------|--------------------|-------------|
| M1 | 1 | 348 |
| M25000 | 25000 | 1.822.500 |
| M50000 | 50000 | 855.000 |
| M100000 | 100000 | - |
| M1000000 | 1000000 | - |

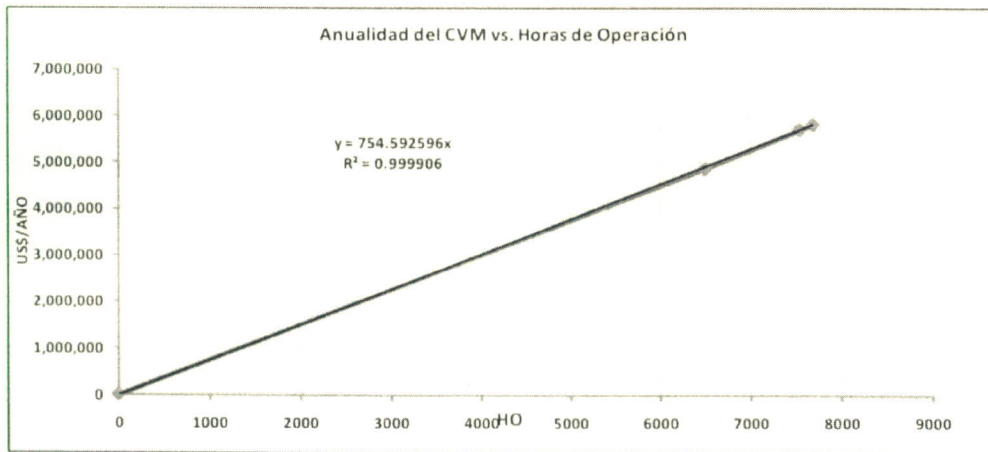
IM, HGPI, MO (CPI)

| TIPO DE MANTO | HORAS DE OPERACION | COSTO TOTAL |
|---------------|--------------------|-------------|
| M8333 | 8333 | 77.931 |
| M25000 | 25000 | 1.502.806 |
| M50000 | 50000 | 662.694 |
| M100000 | 100000 | - |
| M1000000 | 1000000 | - |

CENTRAL TERMOELÉCTRICA CHILCA 1 - TG11 CALCULO DE COSTOS NO COMBUSTIBLES

Determinación del Valor Actual y la Anualidad de los Costos Variables de Mantenimiento

| | Horas Anuales de | Energía Generada (Mwh/Año) | Costo Total Actualizado USD | Anualidad del CVM (USD/Año) |
|-------------|------------------|----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| Escenario 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Escenario 2 | 6494 | 1,113,486 | 36,308,381 | 4,860,922 |
| Escenario 3 | 7537 | 1,292,237 | 42,635,252 | 5,707,955 |
| Escenario 4 | 7686 | 1,317,828 | 43,414,959 | 5,812,342 |



Determinación del Costo Variable de Mantenimiento

| | Horas Anuales de Operación | Energía Generada MWh/Año (Mwh/Año) | Costo Fijo Manto USD | Anualidad Ajustada del CVM (USD/Año) | Costo Total Manto (USD/Año) |
|-------------|----------------------------|------------------------------------|----------------------|--------------------------------------|-----------------------------|
| Escenario 1 | 0 | 0 | 271,966 | 0 | 271,966 |
| Escenario 2 | 6494 | 1,113,486 | 271,966 | 4,900,324 | 5,172,291 |
| Escenario 3 | 7537 | 1,292,237 | 271,966 | 5,686,987 | 5,958,953 |
| Escenario 4 | 7686 | 1,317,828 | 271,966 | 5,799,610 | 6,071,576 |
| | | | | CNC Variable (USD/MWh) | 4.4009 |
| | | | | CNC Fijo (USD/año) | 271,966.40 |

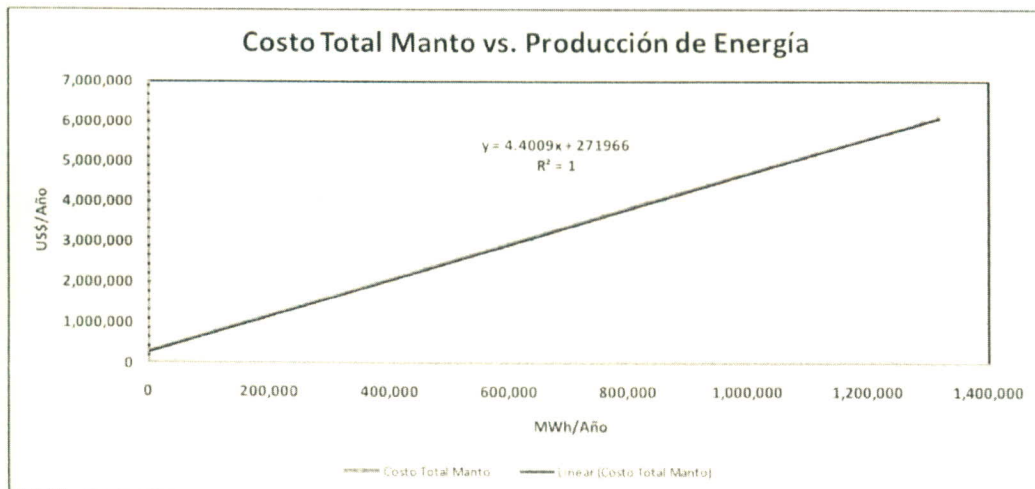


TABLA RESUMEN DE COSTOS FIJOS PROPIOS PARA TURBINA A GAS TG11 C.T. CHILCA1 (USD)

| UNIDAD TERMICA | TURBINA A GAS TG11 | | CENTRAL TERMICA | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------------------|---|-------------------------|-----------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | TURBINA A GAS TG11 | | CENTRAL TERMICA | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| UNIDAD TERMICA | | NUMERO DE ARRANQUES/AÑO | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| UNIDAD TERMICA | | 23 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ITEM | DESCRIPCION | AÑOS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| REPUESTOS INICIALES | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1. COSTOS POR REPUESTOS INICIALES | | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| COSTO FIJO ANUAL | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | COSTO FIJO ANUAL CON TRATAMIENTO | 169.336 | 178.675 | 186.313 | 197.351 | 206.689 | 216.026 | 225.364 | 234.702 | 244.040 | 253.377 | 262.715 | 272.053 | 281.390 | 290.728 | 300.066 | 309.404 | 318.741 | 328.079 | 337.417 | 346.754 |
| 3 | COSTO FIJO POR ARRANQUES | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| MANTENIMIENTO ESTACION DE GAS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 4 | COSTOS DE MANTENIMIENTO ESTACION DE GAS | 36.698 | 36.698 | 36.698 | 36.698 | 36.698 | 36.698 | 36.698 | 36.698 | 36.698 | 36.698 | 36.698 | 36.698 | 36.698 | 36.698 | 36.698 | 36.698 | 36.698 | 36.698 | 36.698 | 36.698 |
| MANTENIMIENTO SUBESTACION ELECTRICA | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 5 | COSTOS DE MANTENIMIENTO SUBESTACION | 9.715 | 9.715 | 9.715 | 9.715 | 9.715 | 9.715 | 9.715 | 9.715 | 9.715 | 9.715 | 9.715 | 9.715 | 9.715 | 9.715 | 9.715 | 9.715 | 9.715 | 9.715 | 9.715 | 9.715 |
| TOTAL | | 215.751 | 225.089 | 234.427 | 243.765 | 253.102 | 262.440 | 271.778 | 281.115 | 290.453 | 299.791 | 309.129 | 318.466 | 327.804 | 337.142 | 346.480 | 355.817 | 365.155 | 374.493 | 383.830 | 393.168 |
| RESULTADOS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CONCEPTO | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| Valor Actual del Costo Fijo (USD) | | 192.635 | 179.440 | 166.800 | 154.917 | 143.617 | 132.360 | 122.938 | 113.538 | 104.740 | 96.525 | 88.867 | 81.742 | 75.124 | 68.986 | 63.301 | 58.042 | 53.183 | 48.689 | 44.565 | 40.758 |
| Total Actual (USD) | | 2.031.438 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Anualidad (USD año) | | 271.966 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |



**ESTUDIO DE DETERMINACION
DEL COSTO VARIABLE NO
COMBUSTIBLE DE LA UNIDAD
TG2 DE LA CENTRAL
TERMOELECTRICA CHILCA 1 DE
ENERSUR**

JULIO 2011

**ESTUDIO DE DETERMINACION DEL COSTO VARIABLE NO
COMBUSTIBLE DE LA UNIDAD TG2 DE LA CENTRAL
TERMoeLECTRICA CHILCA 1 DE ENERSUR**

INDICE

1. Objetivo
2. Antecedentes
3. Alcances
4. Metodología
5. Determinación del CVNC
 - 5.1. Descripción de las Central Termoeléctrica
 - 5.2. Determinación del CVONC
 - 5.3. Determinación del CVM, CFAM y CMarr
 - 5.3.1. Determinación de las Categorías y Períodos de Mantenimiento
 - 5.3.2. Mantenimiento de equipos auxiliares, secciones y partes complementarias
 - 5.3.3. Costo de los mantenimientos
 - 5.3.4. Flujo de mantenimiento y costos
 - 5.3.5. Determinación del CVM, CFAM y CMarr

ESTUDIO DE DETERMINACION DEL COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE DE LA UNIDAD TG2 DE LA CENTRAL TERMoeLECTRICA CHILCA 1 DE ENERSUR

1. OBJETIVO

El objetivo general del presente Informe Técnico – Económico (en adelante el “Informe”) es la determinación del Costo Variable No Combustible de la Unidad Generadora TG2 de la Central Termoeléctrica Chilca 1 de propiedad de ENERSUR.

De manera específica se determinará para dichas unidades generadoras el Costo Variable No Combustible (CVNC), el Costo Variable de Operación No Combustible (CVONC), el Costo Variable de Mantenimiento (CVM), el Costo Fijo Anual de Mantenimiento (CFAM) y el Costo de Mantenimiento por Arranque (CMarr).

2. ANTECEDENTES

Mediante Resoluciones Ministeriales N° 516-2005-MEM/DM y N° 080-2006-MEM/DM, se aprobaron los Procedimientos: N° 32 “Criterios y Metodología para la Programación de la Operación de Corto Plazo de las Centrales de Generación del COES” (en adelante “Procedimiento 32”), N° 33 “Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Termoeléctricas del COES” (en adelante “Procedimiento 33”), y N° 34 “Determinación de los Costos de Mantenimientos de las Unidades Termoeléctricas del COES” (en adelante “Procedimiento 34”).

En base a los procedimientos mencionados se ha elaborado el presente informe, de manera tal, que se ha determinado el CVNC y el CVONC según lo establecido en el Procedimiento 32 y el CVM, CFAM y CMarr según lo establecido en el Procedimiento 34.

La unidad generadora TG2 (en adelante “TG12”) ingresó en operación comercial el 9 de julio del 2007.

Las unidades TG1 y TG2 son marca Siemens, modelo V84.3A (SGT6-4000F) por consiguiente los costos de repuestos, servicios y otros utilizados en este estudio son aplicables para ambas unidades.

3. ALCANCES

El alcance del Informe es:

- Recopilación de la información de los costos de los mantenimientos de la unidad TG12 de la central termoeléctrica Chilca 1.
- Determinación de las categorías de mantenimiento, los períodos de mantenimiento y el contador que determina la oportunidad de efectuar determinada categoría de mantenimiento.
- Descripción de la metodología empleada en función a lo establecido en los Procedimientos 32, 33 y 34.
- Determinación de los flujos de mantenimiento y sus respectivos costos.

- Determinación de los CVNC, CVONC, CVM, CFAM y CMarr.
- Informe Final con la descripción detallada del cálculo.

4. METODOLOGÍA

De acuerdo a lo establecido en los Procedimientos 32, 33 y 34, el CVNC se define como:

$$CVNC = CVONC + CVM$$

Donde:

CVNC: Costo Variable No Combustible

CVONC: Costo Variable de Operación No Combustible

CVM: Costo Variable de Mantenimiento

El CVONC está relacionado a consumibles agregados al proceso de combustión, por consideraciones técnicas de las unidades, y que guardan proporción directa con la producción de cada unidad. Para el caso de ambas unidades, se están considerando los costos de los consumibles utilizados con este fin.

Los costos de los consumibles requeridos para el cálculo del CVONC, se determinan en función de los consumos históricos de los agregados en cada proceso y se expresan por unidad de energía generada.

$$CVONC = ga \times ca$$

Donde:

ga: Consumo del agregado en función de la potencia media de la unidad.

ca: Costo del agregado.

El CVM, el CFAM y el CMarr se han determinado según lo señalado en el Procedimiento 34, por tanto, se deben establecer para cada unidad, las categorías de mantenimiento, los periodos de mantenimiento y el contador ó acumulador. Posteriormente se determina los costos de los mantenimientos de acuerdo a cada categoría establecida y luego se elaboran los flujos de los mantenimientos con sus respectivos costos. De esta manera se determina el Costo Total de Mantenimiento (CTM) anualizado desagregado en costos variables y costos fijos; por tanto el CFAM corresponderá al costo fijo determinado y el CVM se calculará como la pendiente de la regresión lineal de la curva del CTM.

5. DETERMINACION DEL CVNC

5.1. DESCRIPCION DE LA CENTRAL TERMICA

La Central Termoeléctrica Chilca 1, está ubicada en el distrito de Chilca, provincia de Cañete, departamento de Lima. Cuenta con 3 Turbinas a Gas en ciclo abierto; la

unidad TG12 materia de este estudio tienen una Potencia Efectiva¹ de 170,277.0 MW respectivamente.

El Cuadro 1 muestra las características técnicas de la unidad TG12 de la C.T. Chilca 1.

Cuadro 1: Características Técnicas de la unidad TG12 – C.T. CHILCA 1

| DESCRIPCION | UNIDAD | TURBINAS A GAS |
|---|--------|---------------------|
| Fabricante | | SIEMENS |
| Modelo | | V84.3 A (2) |
| Tipo | | INDUSTRIAL |
| Fabricación | Año | 2002 |
| Potencia Nominal Base | MW | 180 |
| Velocidad de Rotación | r.p.m. | 3600 |
| N° de etapas turbina | | 4 |
| N° etapas compresor axial | | 15 |
| Aire de entrada | | |
| - Temperatura Promedio | °F | 66.2 |
| - Presión | PSIA | 14.7 |
| Temperatura máx. Gases de escape de turbina | °F | |
| Tipo de Combustible | | 1040 Gas Natural |
| GENERADOR ELECTRICO | | |
| Fabricante | | SIEMENS |
| Tipo | | 2 polos síncrono |
| Potencia Nominal | MVA | 201 |
| Tensión Nominal | V | 16000 |
| Corriente Nominal | A | 7253 |
| Factor de Potencia | | 0,9 |
| Frecuencia | Hz | 60 |
| Velocidad de Rotación | r.p.m. | 3600 |

Adicionalmente en la C.T. Chilca 1 existen equipos e instalaciones auxiliares como: sistemas de enfriamiento, sistemas de aire, sistemas de combustible, sistema hidráulico, sistema contra incendios, sistema de lavado y drenaje, sistemas de control, estación de gas, subestación eléctrica en 220 kV, sistema eléctrico de la planta, sistemas de ventilación, etc.

5.2. DETERMINACION DEL CVONC

Se consideran los costos de los consumos en agua desmineralizada, lubricantes y detergentes; los cuales son insumos necesarios para la operación de la unidad TG12. El Cuadro N° 2, muestra el consumo histórico anual de dichos insumos para cada unidad.

¹ Potencia Efectiva según el informe final de estudio de determinación de Potencia Efectiva y Rendimiento aprobado por el COES el 04 de Mayo 2010.

Cuadro N° 2: Consumo de Insumos

| Grupo | Item | Unidad | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
|-------|---------------------------------|--------|---------|-----------|-----------|---------|
| TG12 | Consumo Lubricante | Gal | 0 | 0 | 410 | 410 |
| | Consumo de Agua Desmineralizada | M3 | 27 | 96.85 | 85.5 | 55.75 |
| | Consumo Detergente | Gal | 25 | 50 | 50 | 50 |
| | Energía Generada | MWh | 632.877 | 1.272.014 | 1.144.136 | 406.185 |

Considerando la información anterior, podemos determinar el consumo específico de lubricantes; y dado que a la fecha se dispone de los datos de operación del año 2010, se divide la suma del consumo de lubricantes del 2007 al 2010 entre la suma de la energía generada durante el mismo periodo. Utilizando el costo de aceite de 2.097USD/lt, el costo de detergente 24.00 USD/Gal y el costo de agua desmineralizada 150.00 USD/m3 obtenemos el CVONC asociado al agregado lubricantes y aceites, el cual se muestra en el Cuadro N° 3. Los resultados obtenidos se deben agregar al CVM de cada unidad a fin de obtener el CVNC.

Cuadro N° 3: CVONC

| Grupo | Costo Total (USD) | CVONC (USD/MWh) |
|-------|-------------------|-----------------|
| TG12 | 45.684 | 0.0132 |

El detalle del cálculo se muestra en el Anexo 1.

5.3. DETERMINACION DEL CVM, CFAM y CMarr

El CVM se ha determinado de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento 34, para lo cual se debe determinar las categorías y periodos de mantenimiento así como el contador y en base a ello determinar el flujo y los costos de mantenimiento.

5.3.1. CONTADOR

El contador se ha definido en función de las horas equivalentes de operación (HEO). La fórmula para el cálculo de las HEO de la TG12 es igual a la suma de: (i) las horas de operación normales, (ii) el número de arranques por el factor asociado al arranque, que en nuestro caso es 10. Por lo tanto la fórmula empleada para determinar las HEO de la TG12 es:

$$HEO = HO + NA \times 10$$

Donde:

HO: Horas de operación
NA: Número de arranques.

Para mayores detalles ver el documento "SGT6-4000F (TG12) EOH Calculation.pdf" en la carpeta "Manuales y Contratos".

5.3.2. CATEGORIAS Y PERIODOS DE MANTENIMIENTO

Las categorías y periodos de mantenimiento se definen para el motor primo de la unidad de generación y todas las demás partes complementarias, secciones y/o auxiliares de la unidad de generación adecuan su mantenimiento a la del motor primo. El motor primo es la turbina a gas de la unidad.

Las categorías y periodos de mantenimiento para el conjunto Turbina-Generador, se muestran en el Cuadro N° 4.

Cuadro N° 4: Categorías/Periodos Mantenimiento Turbina a Gas TG12

| Categoría de Mantenimiento | Código | Periodos (HEO) |
|--------------------------------------|--------|----------------|
| Inspección Menor (IM) | M8333 | 8,333 |
| Hot Gas Path Inspection (HGPI) | M25000 | 25,000 |
| Mantenimiento Mayor Over - Haul (MO) | M50000 | 50,000 |

Se debe mencionar que las categorías y periodos de mantenimiento para la turbina a gas, se han establecido en función a lo especificado en el Contrato LTSA de mantenimiento suscrito con Siemens (en adelante "Contrato LTSA").

5.3.3. MANTENIMIENTOS DE EQUIPOS AUXILIARES, SECCIONES Y PARTES COMPLEMENTARIAS

En la C.T. Chilca 1, además de las turbina a gas, se cuenta con el generador y equipos auxiliares como sistemas de enfriamiento, sistemas de aire, sistemas de combustible, sistema hidráulico, sistema contraincendios, sistema de lavado y drenaje, sistemas de control, estación de gas, sistema eléctrico de la planta, sistemas de ventilación, y otros, al cual denominaremos Sistema BOP. Con la finalidad de efectuar un mejor análisis, todos estos sistemas y equipos auxiliares ó Sistema BOP, se han dividido en 04 subgrupos: Sistema Eléctrico, Sistema de Auxiliares, Sistema de Control y Subestación Eléctrica.

Para determinar el Costo de Mantenimiento del Sistema BOP, se ha establecido Categorías y Periodos de Mantenimiento para cada uno de los 5 subgrupos los cuales se muestran en los Cuadros N° 5, 6, 7 y 8.

Cuadro N° 5: Categorías/Periodos Mantenimiento Sistema Eléctrico

| Categoría de Mantenimiento | Código | Periodos (HO) |
|---|--------|---------------|
| Pruebas Eléctricas al Generador | M8333 | 8,333 |
| Insp. Y Calibración Protecciones, Consumibles | M25000 | 25,000 |
| Inspección General, Sistema Generador | M50000 | 50,000 |

Cuadro N° 6: Categorías/Periodos Mantenimiento Sistema de Auxiliares

| Categoría de Mantenimiento | Código | Periodos (HO) |
|----------------------------|--------|---------------|
| Inspección Menor | M8333 | 8,333 |
| Inspección Menor | M25000 | 25,000 |
| Inspección General | M50000 | 50,000 |

Cuadro N° 7: Categorías/Periodos Mantenimiento Sistema de Control

| Categoría de Mantenimiento | Código | Periodos (HO) |
|----------------------------|--------|---------------|
| Inspección Menor | M8333 | 8,333 |
| Inspección Parcial | M25000 | 25,000 |

Cuadro N° 8: Categorías/Periodos Mantenimiento Subestación Eléctrica

| Categoría de Mantenimiento | Código | Periodos (HO) |
|-------------------------------------|--------|---------------|
| Mantenimiento Subestación Eléctrica | M50000 | 50,000 |

Los Costos Fijos de mantenimiento están referidos a los costos fijos establecidos en el Contrato LTSA (Costo Fijo Anual y Costo Fijo por Arranques) y a los costos fijos derivados de los costos de mantenimiento de la estación de gas y de la subestación eléctrica.

Notas sobre Mantenimientos:

Las siguientes notas, explican el tratamiento de los mantenimientos especificados en este Informe y en el archivo "02_Calculo-Rev4.xlsx":

Justificación de los costos para el "Major Inspection" de 50,000 EOH:
A la fecha, ninguna de las dos unidades ha llegado a las 50,000 EOH; sin embargo, durante los mantenimientos de "Hot Gas Path Inspection" (25,000 EOH) se aprovechó para reemplazar las cámaras de combustión para lo cual fue necesario desmontar el rotor de la turbina y compresor; a este mantenimiento se le denomina "Hot Gas Path Inspection extended" (HGPIe) que equivale a un "Major Inspection"; por esta razón utilizamos estos costos para el mantenimiento de 50,000 EOH.

Adjuntamos el alcance de los trabajos considerados en el LTSA (ver archivo "Scope of Work LTSA.pdf") para el HGPI y el MAJOR INSPECTION en donde se puede ver que para el MAJOR INSPECTION se requiere desmontar el rotor; que es lo que se realizó en los HGPIe.

Mantenimiento de Auxiliares 50,000 HEO: Sustento Cotizaciones y Órdenes de compra de Siemens. Se refiere básicamente al mantenimiento del compresor (inspección y recoating de las 4 primeras etapas); este mantenimiento no está incluido en el LTSA. Adicionalmente mantenimientos mayores de los sistemas de lubricación e hidráulicos.

Mantenimiento de Sistemas Auxiliares 8,333 HEO: Mantenimiento de sistemas auxiliares de 8333 horas. El manual de turbina justifica la inclusión de este mantenimiento. La frecuencia de mantenimiento se hace coincidir con las frecuencias de mantenimiento de la maquina. En el caso del cambio de filtros y pre-filtros, si bien el fabricante recomienda el cambio bajo monitoreo de caída de presión de cada etapa, también dependerá de las inspecciones visuales, se puede encontrar en las

inspecciones filtros deteriorados, con bastante presencia de humedad (barro) y no necesariamente se alcanza el diferencial de presión recomendada, el cambio ha sido definido por condición de los filtros. Factores como cercanía a la costa aprox. 4 Km alta humedad (70 a 90 %), alrededores donde existe bastante presencia de polvo y viento.

Mantenimiento de Sistema de Control 100,000 HEO: Este mantenimiento es una actualización del sistema de control por cambio de tecnología, este costo se incurre a los 12 años, y no depende de las EOH de la máquina.

Mantenimiento Estación de Gas 50,000 HEO: En este informe se representa como costo fijo y anual. No depende de las EOH de la máquina.

Mantenimiento Subestación Eléctrica 50,000 HEO: Como en el caso del Mantenimiento 100,000 HEO del Sistema de Control. Ese mantenimiento en la sub estación, tiene costo pero no depende de las EOH de la máquina.

5.3.4. COSTOS DE LOS MANTENIMIENTOS

Para cada una de las categorías de mantenimiento determinadas y para cada unidad generadora se establecen costos de los mantenimientos. Los costos de mantenimiento de la turbina son los establecidos en el Contrato LTSA. Los costos de mantenimiento del Sistema BOP son los costos ejecutados durante estos primeros años de operación y además de presupuestos de servicios proyectados a realizar.

El Cuadro N° 9, muestran los valores iniciales de los costos de mantenimiento de la turbina a gas derivados del Contrato LTSA.

Cuadro N° 9: Costo de Mantenimiento de la Turbina a Gas según Contrato LTSA

| Mantenimiento | Código | Periodo (HEO) | Costo | |
|---|--------|---------------|----------|-----------|
| | | | Unidad | Valor |
| Repuestos Iniciales | RI | -- | USD/term | 4'500,000 |
| Costo Fijo Anual | CFA | -- | USD/año | 160,000 |
| Inspección Menor | IM | 8,333 | USD | 70,500 |
| Mantenimiento Ruta de Gases Calientes | HGPI | 25,000 | USD | 1'430,000 |
| Mantenimiento Mayor - Overhaul | MO | 50,000 | USD | 2'100,000 |
| Variable Fee Inicial /HEO | VAR | 1 | USD/HEO | 260 |
| Costo Fijo por Arranques Excesivos (mayores a 25 arranques después de inspección menor) | M25A | -- | USD/25A | 70,500 |

El Costo Fijo Anual (CFA), los Repuestos Iniciales (RI), el Costo Fijo por Arranques mayores a 25 arranques/año (M25A) y el Variable Fee están indexados 100% a la variación del U.S. Producer Price Index for Turbine and Turbine Generator (PCU333611333611) (en adelante "PPI") aplicable desde el primer año de operación y tomando como base abril 2005 (ver "LTSA - Definición Escalation Factor.pdf").

Estos RI cubren las 50,000 HEO, es decir que a para un ciclo de 20 años, se requerirá tres juegos de RI. A su vez los costos de RI se distribuyen 40.5% en el Mantenimiento de Ruta de Gases Calientes (HGPI) y 59.5% en el Mantenimiento Mayor (MO).

El Costo Fijo por Arranques, se produce cuando se superan los 25 arranques anuales, es decir que a los 25 arranques se incurre en dicho costo y cada vez que se llega a dicho número de arranques se debe pagar el costo asociado. Asimismo, el Costo Fijo Anual (CFA) corresponde a la cantidad indicada por el Contrato LTSA (ver "Contrato LTSA Siemens_1.pdf" 250,000 USD una maquina y 320,000 dos maquinas)

Los costos de mantenimiento IM, HGPI y MO están indexados 100% a la variación del U.S. Consumer Price Index for All items less Food and Energy (CUUR0000SAOL1E) (en adelante "CPI") a partir del primer año de operación tomando abril del 2005 como fecha base. Como referencia de cálculo, se puede ver el costo del HGPI actualizado según facturas Siemens de los años 2010 y 2011 (ver HGPI_1.PDF, HGPI_2.PDF, HGPI_3.PDF y HGPI_4.PDF).

El costo Variable/HEO se determina multiplicando por cada HEO. El costo inicial es 260 USD/HEO, pero debido a la variación del PPI ("escalation charge") este valor actualizado asciende a 348.317 USD/MWh (ver "LTSA - Definicion Escalation Factor.pdf" y como referencia de cálculo ver orden de compra 2011011209093954.pdf). Este costo luego se suma a cada tipo de mantenimiento (IM, HGPI y MO).

En la hoja de cálculo "02_Calculo CVNC-Rev4.xlsx" se ha incluido la base de datos histórica de la variación de PPI y CPI.

El Cuadro N° 10, muestra los costos de mantenimiento del Sistema BOP.

Cuadro N° 10: Costo de Mantenimiento del Sistema BOP

| Mantenimiento | Código | Periodo (HEO) | Costo | |
|-----------------------|--------|---------------|---------|-----------|
| | | | Unidad | Valor |
| Sistema Eléctrico | SE1 | 8,333 | USD | 10,910 |
| | SE2 | 25,000 | USD | 154,215 |
| | SE3 | 50,000 | USD | 1,152,715 |
| Sistema de Auxiliares | SA1 | 8,333 | USD | 153,667 |
| | SA2 | 25,000 | USD | 149,336 |
| | SA3 | 50,000 | USD | 749,843 |
| Sistema de Control | SC1 | 8,333 | USD | 19,139 |
| | SC2 | 25,000 | USD | 76,555 |
| Estación de Gas | EG1 | -- | USD/año | 36,698 |
| Subestación Eléctrica | MSSEE1 | -- | USD/año | 5,719 |

El costo de mantenimiento EG1 de la Estación de Gas, es un costo fijo anual. Asimismo también el costo de mantenimiento MSSEE1 de la subestación eléctrica es un costo fijo anual

El Cuadro N° 11, muestra los costos operativos, costos de insumos y servicio de terceros asociados a los costos de mantenimiento especificados en el Contrato LTSA y en el Sistema BOP.

Estos son costos adicionales a los del Contrato LTSA y del Sistema BOP en que se incurren cada vez que se efectúa los mantenimientos de IM, HGPI y MO, por lo cual en la práctica hay que adicionar los costos mostrados en el Cuadro N° 11 a los costos de los mantenimientos de IM, HGPI y MO.

Cuadro N° 11: Costos Operativos, Insumos y Servicios de Terceros

| Mantenimiento | Código | Periodo (HEO) | Costo | |
|---|-----------|---------------|--------|---------|
| | | | Unidad | Valor |
| COSTOS ASOCIADOS A MANTENIMIENTO DEL CONTRATO LTSA | | | | |
| Inspección Menor | IM-LTSA | 8,333 | USD | 42,385 |
| Mantenimiento Ruta de Gases Calientes | HGPI-LTSA | 25,000 | USD | 132,282 |
| Mantenimiento Mayor - Overhaul | MO-LTSA | 50,000 | USD | 661,281 |
| COSTOS ASOCIADOS A MANTENIMIENTO DEL SISTEMA BOP | | | | |
| Inspección Menor | IM-BOP | 8,333 | USD | 16,642 |
| Mantenimiento Ruta de Gases Calientes | HGPI-BOP | 25,000 | USD | 56,973 |
| Mantenimiento Mayor - Overhaul | MO-BOP | 50,000 | USD | 56,973 |

En el Anexo 2 se encuentra mayor información de los costos de los mantenimientos considerados para determinar el CVM de la TG12 de la C.T. Chilca I.

5.3.5. DETERMINACION DEL CVM

De acuerdo a lo establecido en el Procedimiento 34 actual (N° 214-2010-OS/CD aprobado por Osinergmin en agosto de 2010), se establecen los siguientes escenarios de operación:

- i. Cero horas de operación anual.
- ii. Mínimo horas de Operación anual.
- iii. Promedio de horas de Operación anual.
- iv. Máximo horas de Operación anual.

Cabe mencionar, que de acuerdo al Procedimiento 34, la vida útil de todas las unidades termoeléctricas se considera sea 20 años y se asume que todas las unidades son nuevas, es decir no se toma en cuenta la antigüedad de la unidad generadora.

Asimismo, también se asume que en cada escenario de operación posible, cada unidad generadora operará siempre al nivel de potencia efectiva.

En nuestro caso las simulaciones de operación se han establecido a partir de las horas de operación anuales y por tanto la producción anual se determinará considerando un nivel de potencia igual al de potencia

efectiva. En resumen, el flujo de mantenimientos se expresa en función del contador (HO u HEO).

Para el caso de la TG12, se considera además el promedio de los cuatro últimos años del número de arranques.

El flujo de mantenimientos así como el respectivo flujo de costos deben ser expresados en función de las horas calendario o HOE para cada uno de los escenarios de operación simulados. Posteriormente se determina el valor actual y la Anualidad del costo variable de mantenimiento (CVM) para cada escenario considerando el horizonte de veinte años. El cálculo tanto de la Anualidad y del valor actual del costo variable de mantenimiento se realiza usando la tasa de actualización de 12% (según el Art. 79° de la LCE).

La Anualidad CVM, según el procedimiento, es ajustada usando una regresión lineal con los resultados de los cuatro escenarios. Para determinar el Costo Total de Mantenimiento por año, se suma la Anualidad Ajustada CVM y el Costo Fijo de Mantenimiento por año.

En el Anexo 2, se adjunta información de proformas, facturas, y otros que sustentan el costo de mantenimiento de las dos unidades.

En el Anexo 3, se encuentra el detalle del cálculo del CVM y CFAM de las dos unidades.

El Cuadro N° 12 muestra el CVM resultante para cada una de la unidad.

Cuadro N° 12: Costo Variable de Mantenimiento

| Grupo | CVM (USD/MWh) |
|-------|---------------|
| TG12 | 4.4742 |

5.4. DETERMINACION DEL CFAM

Como se mencionó en el punto anterior, el CFAM corresponde al costo fijo de mantenimiento, el cual forma parte del CTM. El Cuadro N° 13 muestra el CFAM para cada una de la unidad.

Cuadro N° 13: Costo Fijo Anual de Mantenimiento

| Grupo | CFAM (USD/año) |
|-------|----------------|
| TG12 | 267.969.98 |

5.5. DETERMINACION DEL CMarr

Por el tipo de unidades generadoras, las turbina TG12, que es una turbina a gas, tienen asociado un CMarr el cual se determina como el cociente del CFAM entre el promedio de los números de arranques considerados. El CMarr para la TG12 es 8,182.29 USD/arr.

6. CONCLUSIONES

Del estudio efectuado y los resultados obtenidos podemos concluir lo siguiente:

- a) Los resultados obtenidos están dentro de los estándares de CVNC de unidades termoeléctricas.
- b) Para la turbina TG12 de ChilcaI se ha determinado el CMarr, debido a que el costo de mantenimiento es afectado por el número de arranques.
- c) Se ha determinado el CVONC asociado a dos agregados: agua, detergentes y lubricantes en función a los consumos históricos de los últimos 4 años.
- d) Los resultados de CVNC se muestran en el Cuadro N° 14

Cuadro N° 14: Resumen de Resultados de CVNC, CVONC, CVM, CFAM y CMarr

| Grupo | CVM (USD/MWh) | CVONC (USD/MWh) | CVNC (USD/MWh) | CFAM (USD/año) | CMarr (USD/arr) |
|--------------|--------------------------|----------------------------|---------------------------|---------------------------|----------------------------|
| TG12 | 4.4742 | 0.0132 | 4.4874 | 267,969.98 | 8,182.29 |

ANEXO 1

PRECIO DE LOS LUBRICANTES Y CÁLCULOS EFECTUADOS PARA DETERMINAR EL CVONC

COSTO VARIABLE DE OPERACIÓN NO COMBUSTIBLE

COSTO VARIABLE DE OPERACIÓN NO COMBUSTIBLE

| | CONSUMOS ANUAL | Costo Anual TG11 (USD) | Costo Anual TG12 (USD) | Consumo Anualizado TG11 | Consumo Anualizado TG12 | Unidad | Ordenes de Compra |
|----|--|------------------------|------------------------|-------------------------|-------------------------|--------|---|
| 1. | CONSUMO DE AGUA DESMINERALIZADA | | | | | | |
| | Lavado del compresor | 44.006 | 39.765 | 293,4 | 265,1 | m3 | O.C PO. 4400035229 PDF Agua Demineralizada (0,15 US\$/lt = 150 US\$/m3) |
| 2. | CONSUMO DE LUBRICANTES | | | | | | |
| | Reposición aceite lubricación | 2.579 | 1.719 | 1230,0 | 820,0 | lt | O.C PO. 4400039611 PDF Aceite Lubricación (144,55 US\$/212 lt) |
| 3. | CONSUMO DE QUIMICOS | | | | | | |
| | Detergente para lavado de compresor | 4.800 | 4.200 | 200 | 175 | gal | O.C PO. 4500004765 PDF Detergente (1320 US\$/55 gal) |
| | Total | 51.385 | 45.684 | | | | |

| ITEM | RESUMEN | | |
|--|------------|------------|----------|
| | VALOR TG11 | VALOR TG12 | UNIDAD |
| Total gasto en insumos adicionales | 51.385 | 45.684 | US\$ |
| Energía a plena carga en el año | 4.701.633 | 3.455.214 | MWh |
| Costo Variable de Operación No Combustible | 0,0109 | 0,0132 | US\$/MWh |

Consumo Histórico Turbinas a Gas TG11 y TG12

| Agua DEMI | Año | Volumen TG11 (m3) | TG12 |
|-----------|-----------------|-------------------|--------------|
| | | 2007 | 55,27 |
| | 2008 | 96,85 | 96,85 |
| | 2009 | 85,5 | 85,5 |
| | 2010 | 55,25 | 55,25 |
| | Total TG | 293,4 | 265,1 |

| Detergente | Año | Volumen TG11 (gal) | TG12 |
|------------|-----------------|--------------------|------------|
| | | 2007 | 50 |
| | 2008 | 50 | 50 |
| | 2009 | 50 | 50 |
| | 2010 | 50 | 50 |
| | Total TG | 200 | 175 |

Consumo de Lubricante R-32 TG11 y TG12

| Año | LT (TG11) | LT (TG12) |
|-----------------|---------------|--------------|
| 2007 | 0,0 | |
| 2008 | 410,0 | 0,0 |
| 2009 | 410,0 | 410,0 |
| 2010 | 410,0 | 410,0 |
| Total TG | 1230,0 | 820,0 |

Fuente: Reservas SAP

Producción Histórica Energía

| Año | TG11 MWh | TG12 MWh |
|-----------------|------------------|------------------|
| 2007 | 1.023.644 | 632.878 |
| 2008 | 1.288.906 | 1.272.015 |
| 2009 | 996.135 | 1.144.130 |
| 2010 | 1.092.947 | 406.185 |
| Total TG | 4.701.633 | 3.455.214 |

ANEXO 2

COSTOS DE MANTENIMIENTO DE LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA DE CHILCA 1 DE ENERSUR

Los costos de mantenimiento de la TG12 de la Central Termoeléctrica de Chilcal se encuentran en las hojas del archivo "02_Calculo CVNC TG12.xlsx" y los montos están sustentados con los archivos que hacen referencia a las órdenes de compra, facturas o cotizaciones, las que se encuentran en las carpetas "Órdenes de Compra".

ANEXO 3

CÁLCULO DEL COSTO VARIABLE DE MANTENIMIENTO (CVM) Y COSTO FIJO ANUAL DE MANTENIMIENTO (CFAM) DE LA C.T DE CHILCA 1 DE ENERSUR

CENTRAL TERMICA **UNIDAD** **POTENCIA EFECTIVA**

TIPO DE MANTENIMIENTO **FABRICANTE**

Horas de Operación

| | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | Promedio |
|-------------------|-------|-------|-------|--------|------------|
| HO | 3.849 | 5.276 | 7.653 | 3.001 | 5.696 |
| HIF | 442 | 116 | 570 | 3.511 | 1.210 |
| HIP | 54 | 21 | 47 | 157 | 70 |
| Arranques | 36 | 1 | 11 | 44 | 33 |
| Escenarios | | | | | |
| Cero | 0 | 3.001 | Prom | Máximo | Costo fijo |
| | | | 5.696 | 7.480 | 267.970 |

| PARAMETROS | VALOR | UNIDAD |
|-------------------|--------|--------|
| POTENCIA EFECTIVA | 170.28 | MW |
| HORIZONTE | 20 | Años |
| | | |
| | | |
| | | |

BOP Y DERIVADOS

| TIPO DE MANTO | HORAS DE OPERACION | COSTO TOTAL |
|---------------|--------------------|-------------|
| M8333 | 8333 | 246.410 |
| M25000 | 25000 | 522.218 |
| M50000 | 50000 | 2.183.063 |
| M100000 | 100000 | - |
| M1000000 | 1000000 | - |

REPUESTOS INICIALES (PPI) y VARIABLE FEE

| TIPO DE MANTO | HORAS DE OPERACION | COSTO TOTAL |
|---------------|--------------------|-------------|
| M1 | 1 | 348 |
| M25000 | 25000 | 1.822.500 |
| M50000 | 50000 | 855.000 |
| M100000 | 100000 | - |
| M1000000 | 1000000 | - |

IM, HGPI, MO (CPI)

| TIPO DE MANTO | HORAS DE OPERACION | COSTO TOTAL |
|---------------|--------------------|-------------|
| M8333 | 8333 | 77.931 |
| M25000 | 25000 | 1.502.866 |
| M50000 | 50000 | 662.694 |
| M100000 | 100000 | - |
| M1000000 | 1000000 | - |

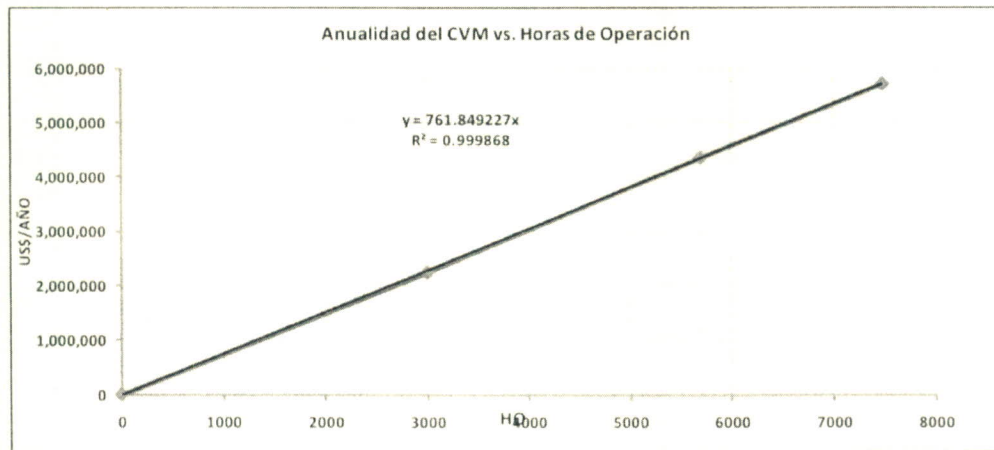
ESCENARIOS BOP Y DERIVADOS
PERIODOS DE MANTENIMIENTO T G 12

| DESCRIPCIÓN | HECO | VALOR ESTIMADO DE LA OPERACIÓN | VALOR TOTAL | TGD | | | | | | | |
|-------------|------|--------------------------------|-------------|-----|--|--|--|--|--|--|--|
| M1000 | 0 | 0 | 0 | | | | | | | | |
| M1500 | 20 | 20 | 20 | | | | | | | | |
| M2000 | 30 | 30 | 30 | | | | | | | | |
| M2500 | 40 | 40 | 40 | | | | | | | | |
| M3000 | 50 | 50 | 50 | | | | | | | | |
| M3500 | 60 | 60 | 60 | | | | | | | | |
| M4000 | 70 | 70 | 70 | | | | | | | | |
| M4500 | 80 | 80 | 80 | | | | | | | | |
| M5000 | 90 | 90 | 90 | | | | | | | | |
| M5500 | 100 | 100 | 100 | | | | | | | | |
| M6000 | 110 | 110 | 110 | | | | | | | | |
| M6500 | 120 | 120 | 120 | | | | | | | | |
| M7000 | 130 | 130 | 130 | | | | | | | | |
| M7500 | 140 | 140 | 140 | | | | | | | | |
| M8000 | 150 | 150 | 150 | | | | | | | | |
| M8500 | 160 | 160 | 160 | | | | | | | | |
| M9000 | 170 | 170 | 170 | | | | | | | | |
| M9500 | 180 | 180 | 180 | | | | | | | | |
| M10000 | 190 | 190 | 190 | | | | | | | | |
| M10500 | 200 | 200 | 200 | | | | | | | | |
| M11000 | 210 | 210 | 210 | | | | | | | | |
| M11500 | 220 | 220 | 220 | | | | | | | | |
| M12000 | 230 | 230 | 230 | | | | | | | | |
| M12500 | 240 | 240 | 240 | | | | | | | | |
| M13000 | 250 | 250 | 250 | | | | | | | | |
| M13500 | 260 | 260 | 260 | | | | | | | | |
| M14000 | 270 | 270 | 270 | | | | | | | | |
| M14500 | 280 | 280 | 280 | | | | | | | | |
| M15000 | 290 | 290 | 290 | | | | | | | | |
| M15500 | 300 | 300 | 300 | | | | | | | | |
| M16000 | 310 | 310 | 310 | | | | | | | | |
| M16500 | 320 | 320 | 320 | | | | | | | | |
| M17000 | 330 | 330 | 330 | | | | | | | | |
| M17500 | 340 | 340 | 340 | | | | | | | | |
| M18000 | 350 | 350 | 350 | | | | | | | | |
| M18500 | 360 | 360 | 360 | | | | | | | | |
| M19000 | 370 | 370 | 370 | | | | | | | | |
| M19500 | 380 | 380 | 380 | | | | | | | | |
| M20000 | 390 | 390 | 390 | | | | | | | | |
| M20500 | 400 | 400 | 400 | | | | | | | | |
| M21000 | 410 | 410 | 410 | | | | | | | | |
| M21500 | 420 | 420 | 420 | | | | | | | | |
| M22000 | 430 | 430 | 430 | | | | | | | | |
| M22500 | 440 | 440 | 440 | | | | | | | | |
| M23000 | 450 | 450 | 450 | | | | | | | | |
| M23500 | 460 | 460 | 460 | | | | | | | | |
| M24000 | 470 | 470 | 470 | | | | | | | | |
| M24500 | 480 | 480 | 480 | | | | | | | | |
| M25000 | 490 | 490 | 490 | | | | | | | | |
| M25500 | 500 | 500 | 500 | | | | | | | | |
| M26000 | 510 | 510 | 510 | | | | | | | | |
| M26500 | 520 | 520 | 520 | | | | | | | | |
| M27000 | 530 | 530 | 530 | | | | | | | | |
| M27500 | 540 | 540 | 540 | | | | | | | | |
| M28000 | 550 | 550 | 550 | | | | | | | | |
| M28500 | 560 | 560 | 560 | | | | | | | | |
| M29000 | 570 | 570 | 570 | | | | | | | | |
| M29500 | 580 | 580 | 580 | | | | | | | | |
| M30000 | 590 | 590 | 590 | | | | | | | | |
| M30500 | 600 | 600 | 600 | | | | | | | | |
| M31000 | 610 | 610 | 610 | | | | | | | | |
| M31500 | 620 | 620 | 620 | | | | | | | | |
| M32000 | 630 | 630 | 630 | | | | | | | | |
| M32500 | 640 | 640 | 640 | | | | | | | | |
| M33000 | 650 | 650 | 650 | | | | | | | | |
| M33500 | 660 | 660 | 660 | | | | | | | | |
| M34000 | 670 | 670 | 670 | | | | | | | | |
| M34500 | 680 | 680 | 680 | | | | | | | | |
| M35000 | 690 | 690 | 690 | | | | | | | | |
| M35500 | 700 | 700 | 700 | | | | | | | | |
| M36000 | 710 | 710 | 710 | | | | | | | | |
| M36500 | 720 | 720 | 720 | | | | | | | | |
| M37000 | 730 | 730 | 730 | | | | | | | | |
| M37500 | 740 | 740 | 740 | | | | | | | | |
| M38000 | 750 | 750 | 750 | | | | | | | | |
| M38500 | 760 | 760 | 760 | | | | | | | | |
| M39000 | 770 | 770 | 770 | | | | | | | | |
| M39500 | 780 | 780 | 780 | | | | | | | | |
| M40000 | 790 | 790 | 790 | | | | | | | | |
| M40500 | 800 | 800 | 800 | | | | | | | | |
| M41000 | 810 | 810 | 810 | | | | | | | | |
| M41500 | 820 | 820 | 820 | | | | | | | | |
| M42000 | 830 | 830 | 830 | | | | | | | | |
| M42500 | 840 | 840 | 840 | | | | | | | | |
| M43000 | 850 | 850 | 850 | | | | | | | | |
| M43500 | 860 | 860 | 860 | | | | | | | | |
| M44000 | 870 | 870 | 870 | | | | | | | | |
| M44500 | 880 | 880 | 880 | | | | | | | | |
| M45000 | 890 | 890 | 890 | | | | | | | | |
| M45500 | 900 | 900 | 900 | | | | | | | | |
| M46000 | 910 | 910 | 910 | | | | | | | | |
| M46500 | 920 | 920 | 920 | | | | | | | | |
| M47000 | 930 | 930 | 930 | | | | | | | | |
| M47500 | 940 | 940 | 940 | | | | | | | | |
| M48000 | 950 | 950 | 950 | | | | | | | | |
| M48500 | 960 | 960 | 960 | | | | | | | | |
| M49000 | 970 | 970 | 970 | | | | | | | | |
| M49500 | 980 | 980 | 980 | | | | | | | | |
| M50000 | 990 | 990 | 990 | | | | | | | | |
| M50500 | 1000 | 1000 | 1000 | | | | | | | | |
| M51000 | 1010 | 1010 | 1010 | | | | | | | | |
| M51500 | 1020 | 1020 | 1020 | | | | | | | | |
| M52000 | 1030 | 1030 | 1030 | | | | | | | | |
| M52500 | 1040 | 1040 | 1040 | | | | | | | | |
| M53000 | 1050 | 1050 | 1050 | | | | | | | | |
| M53500 | 1060 | 1060 | 1060 | | | | | | | | |
| M54000 | 1070 | 1070 | 1070 | | | | | | | | |
| M54500 | 1080 | 1080 | 1080 | | | | | | | | |
| M55000 | 1090 | 1090 | 1090 | | | | | | | | |
| M55500 | 1100 | 1100 | 1100 | | | | | | | | |
| M56000 | 1110 | 1110 | 1110 | | | | | | | | |
| M56500 | 1120 | 1120 | 1120 | | | | | | | | |
| M57000 | 1130 | 1130 | 1130 | | | | | | | | |
| M57500 | 1140 | 1140 | 1140 | | | | | | | | |
| M58000 | 1150 | 1150 | 1150 | | | | | | | | |
| M58500 | 1160 | 1160 | 1160 | | | | | | | | |
| M59000 | 1170 | 1170 | 1170 | | | | | | | | |
| M59500 | 1180 | 1180 | 1180 | | | | | | | | |
| M60000 | 1190 | 1190 | 1190 | | | | | | | | |
| M60500 | 1200 | 1200 | 1200 | | | | | | | | |
| M61000 | 1210 | 1210 | 1210 | | | | | | | | |
| M61500 | 1220 | 1220 | 1220 | | | | | | | | |
| M62000 | 1230 | 1230 | 1230 | | | | | | | | |
| M62500 | 1240 | 1240 | 1240 | | | | | | | | |
| M63000 | 1250 | 1250 | 1250 | | | | | | | | |
| M63500 | 1260 | 1260 | 1260 | | | | | | | | |
| M64000 | 1270 | 1270 | 1270 | | | | | | | | |
| M64500 | 1280 | 1280 | 1280 | | | | | | | | |
| M65000 | 1290 | 1290 | 1290 | | | | | | | | |
| M65500 | 1300 | 1300 | 1300 | | | | | | | | |
| M66000 | 1310 | 1310 | 1310 | | | | | | | | |
| M66500 | 1320 | 1320 | 1320 | | | | | | | | |
| M67000 | 1330 | 1330 | 1330 | | | | | | | | |
| M67500 | 1340 | 1340 | 1340 | | | | | | | | |
| M68000 | 1350 | 1350 | 1350 | | | | | | | | |
| M68500 | 1360 | 1360 | 1360 | | | | | | | | |
| M69000 | 1370 | 1370 | 1370 | | | | | | | | |
| M69500 | 1380 | 1380 | 1380 | | | | | | | | |
| M70000 | 1390 | 1390 | 1390 | | | | | | | | |
| M70500 | 1400 | 1400 | 1400 | | | | | | | | |
| M71000 | 1410 | 1410 | 1410 | | | | | | | | |
| M71500 | 1420 | 1420 | 1420 | | | | | | | | |
| M72000 | 1430 | 1430 | 1430 | | | | | | | | |
| M72500 | 1440 | 1440 | 1440 | | | | | | | | |
| M73000 | 1450 | 1450 | 1450 | | | | | | | | |
| M73500 | 1460 | 1460 | 1460 | | | | | | | | |
| M74000 | 1470 | 1470 | 1470 | | | | | | | | |
| M74500 | 1480 | 1480 | 1480 | | | | | | | | |
| M75000 | 1490 | 1490 | 1490 | | | | | | | | |
| M75500 | 1500 | 1500 | 1500 | | | | | | | | |
| M76000 | 1510 | 1510 | 1510 | | | | | | | | |
| M76500 | 1520 | 1520 | 1520 | | | | | | | | |
| M77000 | 1530 | 1530 | 1530 | | | | | | | | |
| M77500 | 1540 | 1540 | 1540 | | | | | | | | |
| M78000 | 1550 | 1550 | 1550 | | | | | | | | |
| M78500 | 1560 | 1560 | 1560 | | | | | | | | |
| M79000 | 1570 | 1570 | 1570 | | | | | | | | |
| M79500 | 1580 | 1580 | 1580 | | | | | | | | |
| M80000 | 1590 | 1590 | 1590 | | | | | | | | |
| M80500 | 1600 | 1600 | 1600 | | | | | | | | |
| M81000 | 1610 | 1610 | 1610 | | | | | | | | |
| M81500 | 1620 | 1620 | 1620 | | | | | | | | |
| M82000 | 1630 | 1630 | 1630 | | | | | | | | |
| M82500 | 1640 | 1640 | 1640 | | | | | | | | |
| M83000 | 1650 | 1650 | 1650 | | | | | | | | |
| M83500 | 1660 | 1660 | 1660 | | | | | | | | |
| M84000 | 1670 | 1670 | 1670 | | | | | | | | |
| M84500 | 1680 | 1680 | 1680 | | | | | | | | |
| M85000 | 1690 | 1690 | 1690 | | | | | | | | |

CENTRAL TERMOELÉCTRICA CHILCA 1 - TG12 CALCULO DE COSTOS NO COMBUSTIBLES

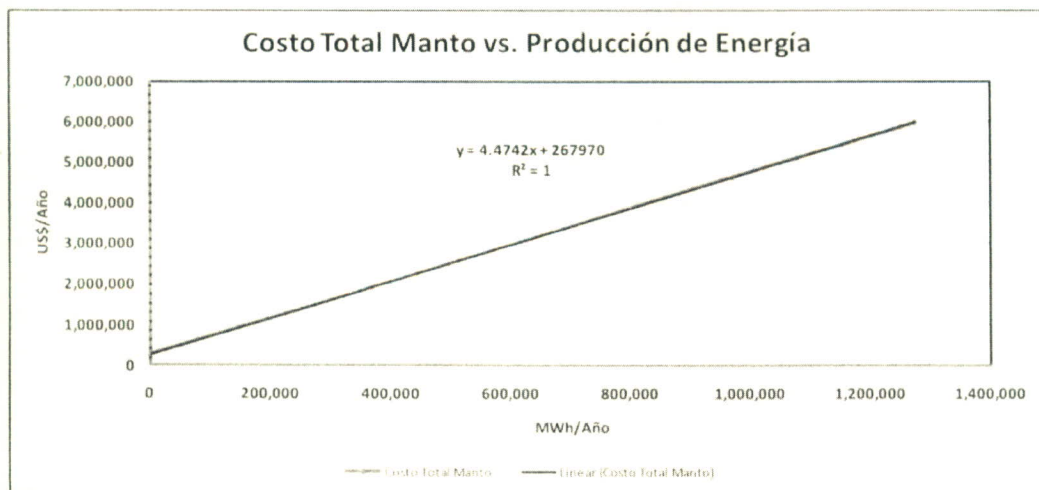
Determinación del Valor Actual y la Anualidad de los Costos Variables de Mantenimiento

| | Horas Anuales de | Energía Generada (Mwh/Año) | Costo Total Actualizado USD | Anualidad del CVM (USD/Año) |
|-------------|------------------|----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| Escenario 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Escenario 2 | 3001 | 511,001 | 16,723,815 | 2,238,964 |
| Escenario 3 | 5696 | 969,813 | 32,476,175 | 4,347,871 |
| Escenario 4 | 7480 | 1,273,587 | 42,654,844 | 5,710,578 |



Determinación del Costo Variable de Mantenimiento

| | Horas Anuales de Operación | Energía Generada MWh/Año (Mwh/Año) | Costo Fijo Manto USD | Anualidad Ajustada del CVM (USD/Año) | Costo Total Manto (USD/Año) |
|-------------|----------------------------|------------------------------------|----------------------|--------------------------------------|-----------------------------|
| Escenario 1 | 0 | 0 | 267,970 | 0 | 267,970 |
| Escenario 2 | 3001 | 511,001 | 267,970 | 2,286,310 | 2,554,280 |
| Escenario 3 | 5696 | 969,813 | 267,970 | 4,339,112 | 4,607,082 |
| Escenario 4 | 7480 | 1,273,587 | 267,970 | 5,698,251 | 5,966,221 |
| | | | | CNC Variable (USD/MWh) | 4.4742 |
| | | | | CNC Fijo (USD/año) | 267,969.98 |



UNIDAD TERMICA TURBINA A GAS TG12 NUMERO DE ARRANQUES/AÑO 33 CENTRAL TERMICA CHILCAT

| ITEM | DESCRIPCION | AÑOS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------------------|---|-----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| REPUESTOS INICIALES | | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| COSTO FIJO ANUAL | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | COSTO FIJO ANUAL CONTRATO LISA | 169.338 | 174.675 | 188.013 | 197.361 | 206.689 | 216.026 | 225.364 | 234.702 | 244.040 | 253.377 | 262.715 | 272.053 | 281.390 | 290.728 | 300.066 | 309.404 | 318.741 | 328.079 | 337.417 | 346.754 |
| 3 | COSTO FIJO POR ARRANQUES | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| MANTENIMIENTO ESTACION DE GAS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 4 | COSTOS DE MANTENIMIENTO ESTACION DE GAS | 36.698 | 36.698 | 36.698 | 36.698 | 36.698 | 36.698 | 36.698 | 36.698 | 36.698 | 36.698 | 36.698 | 36.698 | 36.698 | 36.698 | 36.698 | 36.698 | 36.698 | 36.698 | 36.698 | 36.698 |
| MANTENIMIENTO SUBESTACION ELECTRICA | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 5 | COSTOS DE MANTENIMIENTO SUBESTACION | 5.719 | 5.719 | 5.719 | 5.719 | 5.719 | 5.719 | 5.719 | 5.719 | 5.719 | 5.719 | 5.719 | 5.719 | 5.719 | 5.719 | 5.719 | 5.719 | 5.719 | 5.719 | 5.719 | 5.719 |
| TOTAL | | 211.756 | 221.093 | 230.430 | 239.768 | 249.105 | 258.444 | 267.781 | 277.119 | 286.457 | 295.794 | 305.132 | 314.470 | 323.808 | 333.145 | 342.483 | 351.821 | 361.159 | 370.496 | 379.834 | 389.172 |
| RESULTADOS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CONCEPTO | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| Valor Actual del Costo Fijo (USD) | | 169.007 | 170.254 | 184.016 | 192.377 | 191.349 | 190.936 | 121.131 | 111.924 | 103.299 | 95.238 | 87.718 | 80.717 | 74.208 | 68.168 | 62.570 | 57.390 | 52.801 | 48.179 | 44.101 | 40.344 |
| Total Actual (USD) | | 2.001.587 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Anualidad (USD/año) | | 267.970 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |



**ESTUDIO DE DETERMINACIÓN
DEL COSTO VARIABLE NO
COMBUSTIBLE DE LAS UNIDADES
DE LA CENTRAL
TERMOELÉCTRICA KALLPA**

OCTUBRE 2011

VERSIÓN FINAL

ESTUDIO DE DETERMINACIÓN DEL COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE DE LAS UNIDADES DE LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA KALLPA

ÍNDICE

1. Objetivos
2. Antecedentes
3. Metodología
4. Determinación del CVNC
 - 4.1. Descripción de las Central Térmica
 - 4.2. Determinación del CVONC
 - 4.3. Determinación del CVM, CFAM y CMarr
 - 4.3.1. Contador
 - 4.3.2. Categorías y Periodos de Mantenimiento
 - 4.3.3. Costos de los Mantenimientos
 - 4.3.4. Determinación del CVM, CFAM y CMarr
- Anexo 1
- Anexo 2

ESTUDIO DE DETERMINACIÓN DEL COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE DE LAS UNIDADES DE LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA KALLPA

1. Objetivos:

Objetivo General:

Determinar los costos variables y los costos fijos no combustibles relativos al mantenimiento de los tres grupos generadores de la Central Térmica Kallpa.

Objetivo Específico:

Determinar, de acuerdo al Procedimiento Técnico del Comité de Operación Económica N° 32 del COES SINAC, para cada uno de los tres grupos generadores de la C.T. Kallpa, el Costo Variable No Combustible (CVNC) y el Costo Variable de Operación No Combustible (CVONC), así mismo, se determinará, de acuerdo al Procedimiento Técnico del Comité de Operación Económica N° 34 del COES SINAC, el Costo Variable de Mantenimiento (CVM), el Costo Fijo Anual de Mantenimiento (CFAM) y el Costo de Mantenimiento por Arranque (CMarr) para cada uno de los grupos generadores.

2. Antecedentes:

Mediante Resoluciones Ministeriales N° 516-2005-MEM/DM y N° 080-2006-MEM/DM, se aprobaron los Procedimientos: N° 32 "Criterios y Metodología para la Programación de la Operación de Corto Plazo de las Centrales de Generación del COES" (en adelante "PR-32"), N° 33 "Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Termoeléctricas del COES" (en adelante "PR-33"), y N° 34 "Determinación de los Costos de Mantenimientos de las Unidades Termoeléctricas del COES" (en adelante "PR-34"), esta última, modificada mediante Resolución OSINERGMIN N° 214-2010-OS/CD.

De acuerdo a los procedimientos citados, se ha elaborado el presente informe y se ha determinado el CVNC y el CVONC según lo establecido en el PR-32 y el CVM, CFAM y CMarr según lo establecido en el PR-34.

3. Metodología:

De acuerdo a lo establecido en los Procedimientos 32 y 33, el CVNC se define como:

Donde:

: Costo Variable No Combustible de la unidad i
: Costo Variable de Operación No Combustible de la unidad i
: Costo Variable de Mantenimiento de la unidad i

El CVONC está relacionado a consumibles agregados al proceso de combustión, por consideraciones técnicas de la unidad, y que guardan proporción directa con la producción de cada unidad.

Los costos de los consumibles requeridos para el cálculo del CVONC, se determinan en función de los consumos históricos de los agregados en cada proceso y se expresan por unidad de energía generada.

Donde:

: Consumo de la unidad i del agregado j en función de la potencia media de la unidad i.
: Costo del agregado j.

El CVM, el CFAM y el CMarr se determinan de acuerdo al PR-34, se establecen para cada unidad, las categorías de mantenimiento, los periodos de mantenimiento y el contador ó acumulador, luego se determina los costos de los mantenimientos para cada categoría establecida y luego se elaboran los flujos de los mantenimientos con sus respectivos costos. De esta forma se determina el Costo Total de Mantenimiento (CTM) anualizado, desagregado en costos variables y costos fijos; el CFAM corresponderá al costo fijo determinado y el CVM se calculará como la pendiente de la regresión lineal de la curva del CTM.

4. Determinación del CVNC

4.1. Descripción de la Central Térmica

Kallpa Generación S.A. cuenta con una central térmica que tiene tres unidades de ciclo simple y tiene previsto adicionar en el segundo semestre de 2012 una unidad de ciclo combinado.

La central se ubica en el km 1.5 de la Av. Santo Domingo de los Olleros (altura km 63.2 Panamericana Sur), lado Norte, en el distrito de Chilca, Provincia de Cañete, departamento Lima.

La primera unidad (TG1) consiste de una turbina Siemens/Westinghouse modelo 501FD2 de 174.41 MW, la cual ingresó en operación comercial el 01 de julio de 2007.

La segunda unidad (TG2) consiste de una turbina Siemens/Westinghouse modelo 501FD3 de 193.52 MW, la cual ingresó en operación comercial el 25 de junio de 2009.

La tercera unidad (TG3) consiste de una turbina Siemens/Westinghouse modelo 501FD3 de 197.84 MW, la cual ingresó en operación comercial el 24 de marzo de 2010.

El Cuadro 1, muestra las principales características técnicas de los grupos generadores de la Central Térmica Kallpa.

Cuadro 1 (Características Técnicas de los grupos generadores de la C.T. Kallpa)

| Item | TG-1 | TG.2 | TG.3 |
|-----------------------------|---------------|---------------|---------------|
| Fabricante | Siemens | Siemens | Siemens |
| Modelo | SGT6-5000F(2) | SGT6-5000F(3) | SGT6-5000F(3) |
| Serie | 37A8154 | GT378242 | GT378236 |
| Velocidad de Rotación (RPM) | 3600 | 3600 | 3600 |
| Combustible | Gas Natural | Gas Natural | Gas Natural |
| Potencia Efectiva (MW) | 174.4 | 193.5 | 197.8 |
| Potencia Mínima (MW) | 95 | 130 | 130 |
| Modelo | SGT6-5000F(2) | SGT6-5000F(3) | SGT6-5000F(3) |
| Serie | 37A8154 | GT378242 | GT378236 |

Adicionalmente en la C.T. Kallpa existen equipos e instalaciones auxiliares como: sistemas de enfriamiento, sistemas de aire, sistemas de combustible, sistema hidráulico, sistema contra incendios, sistema de lavado y drenaje, sistemas de control, estación de gas, sistema eléctrico de la planta, sistemas de ventilación, etc.

4.2. Determinación del CVONC

El agua desmineralizada en el lavado del compresor en línea minimiza las horas de parada de las unidades manteniendo la potencia de salida en valores promedios sin degradación, por tanto su uso está debidamente sustentado. El uso de agua desmineralizada tiene un régimen por cada unidad de un día de lavado por dos de no lavado, es decir 365 lavados por año como total de la planta incluyendo las 3 unidades. El consumo promedio por lavado es 525 gal/lavado (35 gal/min, por tres secuencias y con un intervalo de 5 min por cada secuencia), de acuerdo al Manual de Operación de la Turbina; resultando un promedio de 191,625 gal/año como total planta, como consecuencia el valor correspondiente para cada una de las tres unidades de la central resulta 63,875 gal/año-unidad. Para mayores detalles ver el Documento IL 640-0109, el cual corresponde a información del fabricante.

De acuerdo a la experiencia en la operación de la central, se tiene un consumo de 3 cilindros de lubricante por turbina, cada cilindro contiene 55 gal, los cuales hacen un total de 165 gal/turbina el lubricante es consumido en las fugas de los cojinetes, pruebas no destructivas y pérdida en el sistema de extracción de vapores de aceite del sistema de lubricación de cada turbina. Ver Documento IL 640-0109, el cual corresponde a información del fabricante.

El detergente es un químicos que se utiliza en los lavados del compresor de la turbina, se realizan tres lavados al año, para cada una de las unidades se utilizan 110 gal/turbina, esta información corresponde a la experiencia en la operación de la central. Ver Documento IL 640-0109, el cual corresponde a información del fabricante.

En resumen se considera los costos de los consumos en agua desmineralizada, lubricantes y químicos; los cuales son insumos necesarios para la operación de cada una de las unidades de la C.T. Kallpa. El Cuadro 2, muestra el costo mensual de dichos insumos.

Cuadro 2 (Costos mensuales insumos para operación de grupos generadores de la C.T. Kallpa)

| N° | Insumo | Ítem | Costo US\$/mes |
|----------------------------|----------------------|-------------------------------------|-------------------|
| 1 | Agua Desmineralizada | Lavado de Compresor | 2,402 |
| 2 | Lubricantes | Reposición aceite lubricación | 111 |
| 3 | Químicos | Detergente para lavado de compresor | 2,640 |
| Costo Total Mensual | | | 5,153 |

La energía asociada para el cálculo del CVONC está en función de la operación continua de cada una de las unidades, los cuales se encuentran en correspondencia con la determinación de los insumos utilizados; cabe aclarar que la información estadística corresponde al mismo periodo utilizado en la formación de escenarios de horas de operación. La producción asumida es en régimen continuo debido a la experiencia de operación de éstas unidades.

Para determinar el CVONC de cada grupo generador, calculamos la energía de operación a plena carga de cada una de las unidades para un mes promedio, entonces el CVONC se obtendrá como la división entre el Costo Total Mensual y la energía generada mensual. El Cuadro 3, muestra resumen del CVONC para cada unidad de la C.T. Kallpa.

Cuadro 3 (CVONC de grupos generadores de la C.T. Kallpa)

| Ítem | TG1 | TG2 | TG3 | Unidad |
|---------------------------------|--------------|--------------|--------------|-----------------|
| Costo Total Mensual | 5,153 | 5,153 | 5,153 | US\$ |
| Potencia | 174 | 194 | 198 | MW |
| Energía a plena carga en el mes | 127,318 | 141,267 | 144,426 | MWh |
| CVONC | 0.040 | 0.036 | 0.036 | US\$/MWh |

4.3. Determinación del CVM, CFAM y CMarr

El CVM se ha determinado de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento 34, para lo cual se debe determinar las categorías y periodos de mantenimiento así como el contador y en base a ello determinar el flujo y los costos de mantenimiento.

4.3.1. Contador

Los mantenimientos se programan en función de dos variables que dependen del modo de operación de la central: i) Horas Equivalentes de Operación (HEO) ó ii) Arranques Equivalentes (AE); ambas variables de manera separada (a diferencia de otras unidades existentes en el SEIN, de tal forma que cada mantenimiento se gatilla cuando alguno de los dos indicadores llega a su límite. Por ejemplo para efectuar la Inspección del Combustor se tiene que llegar a las 8300 HEO ó a los 450 AE.

El contador se ha definido en función de las horas equivalentes de operación (HEO). La fórmula para el cálculo de las HEO de todas las unidades de la C.T. Kallpa se encuentra en función de las horas de operación normales:

Donde:

: Horas Equivalentes de Operación de unidades de la C.T. Kallpa.

: Horas de Operación.

4.3.2. Categorías y Periodos de Mantenimiento

Las categorías y periodos de mantenimiento se definen para el motor primo de la unidad de generación y todas las demás partes complementarias, secciones y/o auxiliares de cada una de las unidades de generación. Los motores primos son cada una de las turbinas a gas de las unidades de la C.T. Kallpa.

Las categorías y periodos de mantenimiento para el conjunto Turbina-Generador, se muestran en el Cuadro 4.

Cuadro 4 (Categorías/Periodos Mantenimiento de Turbinas a Gas de la C.T. Kallpa)

| Categoría de Mantenimiento | Código | Periodos (HEO) |
|--------------------------------------|--------|----------------|
| Combustion Inspección (CI) | C | 8,333 |
| Hot Gas Path Inspection (HGPI) | H | 24,999 |
| Mantenimiento Mayor Over – Haul (MO) | M | 49,998 |

Se debe mencionar que las categorías y periodos de mantenimiento para la turbina a gas, se han establecido en función a lo especificado en el Contrato LTP de mantenimiento suscrito con Siemens (en adelante “Contrato LTP”).

4.3.3. Costos de los Mantenimientos

Para cada una de las categorías de mantenimiento determinadas y para cada unidad generadora se establecen costos de los mantenimientos. Los costos de mantenimiento de la turbina son los establecidos en el Contrato LTP. Adicionalmente existen otros costos de mantenimiento relacionados a sistemas de enfriamiento, sistemas de aire, sistemas de combustible, sistema hidráulico, sistema contraincendios, sistema de lavado y drenaje, sistemas de control, estación de gas, sistema eléctrico de la planta, sistemas de ventilación y otros, dichos costos, son estimados en función a la experiencia de Kallpa Generación S.A.

Los costos unitarios por HEO relacionados a la Inspección Menor, Mantenimiento de Ruta de Gases Calientes y el Mantenimiento Mayor son mostrados en el Exhibit B del Contrato LTP los montos en USD resultan de la multiplicación de los costos unitarios por HEO (Ratio por HEO) y las horas correspondientes a cada categoría de mantenimiento inmediatamente anterior; el Monto Fijo Variable se determina mediante: Monto Variable = $N \times \text{USD } 310.5$, donde N es el HEO, este es el procedimiento usual que se sigue en todos los contratos del tipo LTP y que en este caso también es aplicable a Kallpa.

En el Exhibit B del Contrato LTP que les fue remitido se puede apreciar en el numeral 4 de la pág. 1, el Ratio HEO y el numeral 5 de la pág. 2 se encuentra la fórmula que determina el costo para cada categoría de mantenimiento, la cual depende directamente del período (HEO). Se puede apreciar que toda esta información y costos derivados del Contrato LTP están en la información que hemos alcanzado y que sustenta adecuadamente el cálculo de las categorías de mantenimiento así como los costos asociados y derivados del Contrato LTP.

Los costos asociados a la Inspección Menor (USD 366,649), Mantenimiento de Ruta de gas Calientes (USD 781,156, que viene a ser la suma de USD 625,063 y USD 156,093) y el Mantenimiento Mayor (USD 1'395,341, que viene a ser la suma de USD 1,148,311 y USD 247,030) se sustentan en documento “LTP Exhibit D.pdf”

Los costos de los Repuestos Iniciales se encuentran debidamente sustentados en las facturas “SPG-KLPA-069 SP-A-GLBQ.pdf”, “SPG-KLPA-093 SP-A-GLBQ.pdf” y “RI-1”...”RI-10”, y que hacen un total de US\$ 4'545,602. Se ha procedido a corregir el valor en el Estudio entregado por Kallpa.

El Cuadro 5, muestra los costos de mantenimiento de la turbina a gas derivados del Contrato LTP.

Cuadro 5: Costo de Mantenimiento de las Turbinas a Gas de la C.T. Kallpa - Contrato LTP

| Mantenimiento | Código | Periodo (HEO) | Costo | |
|---------------------------------------|--------|---------------|----------|-------------------|
| | | | Unidad | Valor |
| Repuestos Iniciales | | -- | USD/term | 4'545,602 |
| Costo Fijo Anual ¹ | | -- | USD/año | 100,000 50,000 |
| Ratio por HEO | | -- | USD/hora | 310.5 |
| Inspección Menor | C | 8,333 | USD | 366,649 |
| Mantenimiento Ruta de Gases Calientes | H | 24,999 | USD | 781,156 |
| Mantenimiento Mayor - Overhaul | M | 49,998 | USD | 1'395,341 |

Los costos de mantenimiento C, H y M y demás costos están indexados 100% a la variación del Turbine and Power Transmission Equipment (CEU3133360008) (en adelante "CPS"), debido a que el registro histórico de dichos indicadores ha tenido fluctuaciones y al no poder tener un estimado en el futuro de éstos indicadores (desde 1990 hasta el 2010) se ha visto por conveniente usar una variación del CPS de 2.33% anual para los 20 años de vida útil, el cual corresponde al valor promedio del registro histórico.

El Costo Fijo Anual, los Repuestos Iniciales están indexados 100% a la variación del U.S. Consumer Price Index for All items less Food and Energy (CUUR0000SAOL1E) (en adelante "CPI") a partir del primer año de operación. Se ha considerado una variación del CPI del 3.94% anual para los 20 años de vida útil; dicho valor corresponde al promedio de variación anual desde 1957 al 2010.

Los costos asociados a las Horas Equivalentes de Operación (HEO) están indexados 60% a la variación del U.S. Producer Price Index for Turbine and Turbine Generator (PCU333611333611) (en adelante "PPI") aplicable desde el primer año de operación. Se ha considerado una variación del PPI del 2.72% anual para los 20 años de vida útil; dicho valor corresponde al promedio de variación anual desde 1982 al 2010 y 40% a la variación del U.S. Consumer Price Index for All items less Food and Energy (CUUR0000SAOL1E) (en adelante "CPI") a partir del primer año de operación. Se ha considerado una variación del CPI del 3.94% anual para los 20 años de vida útil; dicho valor corresponde al promedio de variación anual desde 1957 al 2010.

En el Anexo 1 se encuentra mayor información de los costos variables de los mantenimientos considerados para cada una de las unidades de la C.T. Kallpa.

4.3.4. Determinación del CVM, CFAM y CMarr.

El número de arranques para cada una de las unidades de la C.T. Kallpa es equivalente al de la TG1, en vista de que dicha unidad cuenta con mayor registro histórico, entonces tomamos los últimos 3 años por ser años completos de historial². El cuadro 6 muestra registro histórico de la TG1 de la C.T. Kallpa y su correspondiente número de arranques por año (S_{anual}).

Cuadro 6: Arranques de las Unidades de la C.T. Kallpa

| # ARRAN: NUMERO DE ARRANQUES | | | |
|------------------------------|------|------|------|
| Unidad | 2008 | 2009 | 2010 |
| TG1 | 116 | 190 | 113 |
| TG2 | | 23 | 86 |
| TG3 | | | 58 |

| PROMEDIO DE ARRANQUES ANUALES TG1 ³ |
|--|
| 2008 - 2010 |
| 140 |

¹ La TG1 y TG2 de la C.T. Kallpa tienen un pago de 100,00 USD/año, mientras que la TG3 tiene un pago de 50,00 USD/año.

² La TG1 de la C.T. Kallpa ingresó en operación comercial en Julio de 2007, no se considera el año 2007 por ser un año incompleto de operación.

³ De acuerdo al ítem i del numeral 10.1 del PR-34.

De acuerdo a lo establecido en el PR-34, se establecen 4 escenarios de operación posibles de efectuar durante la vida útil de la unidad termoeléctrica. Cabe mencionar, que de acuerdo al PR-34, la vida útil de todas las unidades termoeléctricas se considera en 20 años y se asume que todas las unidades son nuevas, es decir no se toma en cuenta la antigüedad de la unidad generadora.

El primer escenario (Escenario 1) corresponde a cero horas de operación de la unidad.

El segundo escenario (Escenario 2) corresponde al mínimo de horas de operación anual de la información histórica de los últimos años, debido a que la TG1 de la C.T. Kallpa es la única unidad con contar con mayor historial de horas de operación, se toman 3 años como registro histórico (2008-2010) debido a que son años completos de operación, el mismo valor de mínimo de horas de operación se toma para la TG2 y la TG3.

El tercer escenario (Escenario 3) corresponde al promedio de horas de operación anual de la información histórica de los últimos 4 años, la consideración para las unidades de la C.T. Kallpa es similar a la mencionada en el ítem anterior.

El cuarto escenario (Escenario 4) corresponde a una operación extrema, es decir, a una operación de 8,760 horas menos las horas de indisponibilidades. Con respecto a las horas de indisponibilidades, de acuerdo al PR-34, esta corresponde al promedio de la información histórica de los últimos 4 años, volviendo a reiterar que sólo la TG1 de la C.T. Kallpa es la que cuenta con dicha información, entonces el máximo de horas de operación será igual al de la TG1 y para todas las unidades.

Los Flujos de Mantenimientos para cada escenario y para cada una de las unidades de la C.T. Kallpa se muestran en detalle en el Anexo 2.

De la información de los flujos de mantenimiento y sus costos asociados, se procede a calcular los costos totales actualizados del mantenimiento, a lo largo del período de evaluación para cada uno de los escenarios de operación. Asimismo, se calcularon las anualidades representativas de dichos costos también a lo largo del mismo período.

Se puede apreciar los Costos Totales de Mantenimiento como la suma de los costos fijos de mantenimiento por año más la anualidad de los costos variables de mantenimiento. Los Cuadros 7, 8 y 9 muestran los resultados para cada una de las unidades de la C.T. Kallpa.

Cuadro 7: Valor Actual, Anualidad de los Costos de Mantenimiento de la TG1 de la C.T. Kallpa

| Escenario | Horas Anuales Operación | Energía Generada (MWh/año) | Costo Total Actualizado Manto (US\$) | Anualidad CVM (US\$/Año) |
|-------------|-------------------------|----------------------------|--------------------------------------|--------------------------|
| Escenario 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Escenario 2 | 4,808 | 838,519 | 27,868,139 | 3,730,953 |
| Escenario 3 | 5,486 | 956,715 | 32,084,689 | 4,295,459 |
| Escenario 4 | 8,300 | 1,447,594 | 47,593,445 | 6,371,752 |

| Escenario | Horas Anuales Operación | Anualidad CVM (US\$/Año) | Anualidad CVM Ajustado (US\$/Año) | Costo Fijo de Manto (US\$/Año) | Costo Total Manto (US\$/Año) |
|-------------|-------------------------|--------------------------|-----------------------------------|--------------------------------|------------------------------|
| Escenario 1 | 0 | 0 | 0 | 201,082 | 201,082 |
| Escenario 2 | 4,808 | 3,730,953 | 3,716,656 | 201,082 | 3,917,738 |
| Escenario 3 | 5,486 | 4,295,459 | 4,240,550 | 201,082 | 4,441,632 |
| Escenario 4 | 8,300 | 6,371,752 | 6,416,323 | 201,082 | 6,617,405 |

Costo Variable de Mantenimiento

| | |
|----------------|------|
| CVM (US\$/MWh) | 4.43 |
|----------------|------|

Costo Fijo Anual de Mantenimiento

| | |
|-----------------|---------|
| CFAM (US\$/Año) | 201,082 |
|-----------------|---------|

Costo de Mantenimiento por Arranque (Cmarr)

| | |
|-----------------|-------|
| CFAM (US\$/Año) | 1,436 |
|-----------------|-------|

Cuadro 8: Valor Actual, Anualidad de los Costos de Mantenimiento de la TG2 de la C.T. Kallpa

| Escenario | Horas Anuales Operación | Energía Generada (MWh/año) | Costo Total Actualizado Manto (US\$) | Anualidad CVM (US\$/Año) |
|-------------|-------------------------|----------------------------|--------------------------------------|--------------------------|
| Escenario 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Escenario 2 | 4,808 | 930,386 | 27,868,139 | 3,730,953 |
| Escenario 3 | 5,486 | 1,061,531 | 32,084,689 | 4,295,459 |
| Escenario 4 | 8,300 | 1,606,190 | 47,593,445 | 6,371,752 |

| Escenario | Horas Anuales Operación | Anualidad CVM (US\$/Año) | Anualidad CVM Ajustado (US\$/Año) | Costo Fijo de Manto (US\$/Año) | Costo Total Manto (US\$/Año) |
|-------------|-------------------------|--------------------------|-----------------------------------|--------------------------------|------------------------------|
| Escenario 1 | 0 | 0 | 0 | 234,301 | 234,301 |
| Escenario 2 | 4,808 | 3,730,953 | 3,716,656 | 234,301 | 3,950,956 |
| Escenario 3 | 5,486 | 4,295,459 | 4,240,550 | 234,301 | 4,474,850 |
| Escenario 4 | 8,300 | 6,371,752 | 6,416,323 | 234,301 | 6,650,624 |

Costo Variable de Mantenimiento

| | |
|----------------|------|
| CVM (US\$/MWh) | 3.99 |
|----------------|------|

Costo Fijo Anual de Mantenimiento

| | |
|-----------------|---------|
| CFAM (US\$/Año) | 234,301 |
|-----------------|---------|

Costo de Mantenimiento por Arranque (Cmarr)

| | |
|-----------------|-------|
| CFAM (US\$/Año) | 1,674 |
|-----------------|-------|

Cuadro 9: Valor Actual, Anualidad de los Costos de Mantenimiento de la TG3 de la C.T. Kallpa

| Escenario | Horas Anuales Operación | Energía Generada (MWh/año) | Costo Total Actualizado Manto (US\$) | Anualidad CVM (US\$/Año) |
|-------------|-------------------------|----------------------------|--------------------------------------|--------------------------|
| Escenario 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Escenario 2 | 4,808 | 951,194 | 27,616,203 | 3,697,224 |
| Escenario 3 | 5,486 | 1,085,273 | 31,794,324 | 4,256,585 |
| Escenario 4 | 8,300 | 1,642,114 | 47,162,954 | 6,314,119 |

| Escenario | Horas Anuales Operación | Anualidad CVM (US\$/Año) | Anualidad CVM Ajustado (US\$/Año) | Costo Fijo de Manto (US\$/Año) | Costo Total Manto (US\$/Año) |
|-------------|-------------------------|--------------------------|-----------------------------------|--------------------------------|------------------------------|
| Escenario 1 | 0 | 0 | 0 | 234,301 | 234,301 |
| Escenario 2 | 4,808 | 3,697,224 | 3,683,037 | 234,301 | 3,917,337 |
| Escenario 3 | 5,486 | 4,256,585 | 4,202,192 | 234,301 | 4,436,493 |
| Escenario 4 | 8,300 | 6,314,119 | 6,358,285 | 234,301 | 6,592,586 |

Costo Variable de Mantenimiento

| | |
|----------------|------|
| CVM (US\$/MWh) | 3.87 |
|----------------|------|

Costo Fijo Anual de Mantenimiento

| | |
|-----------------|---------|
| CFAM (US\$/Año) | 234,301 |
|-----------------|---------|

Costo de Mantenimiento por Arranque (Cmarr)

| | |
|-----------------|-------|
| CFAM (US\$/Año) | 1,674 |
|-----------------|-------|

La pendiente de la regresión lineal de las anualidades del costo total de mantenimiento en función de la producción anual de energía de la unidad para todos los escenarios de las operaciones consideradas, será considerada como el costo variable de mantenimiento CVM de la unidad.

El intercepto con las ordenadas de la regresión lineal de las anualidades del costo total de mantenimiento en función de la producción anual de energía de la unidad para todos los

escenarios de las operaciones consideradas, será considerado como el costo fijo anual de mantenimiento (CFAM) de la unidad.

El cociente de CFAM y el número de arranques anual (S_{anual}), es considerado como el costo de mantenimiento por arranque (CMarr).

El Cuadro 10, muestra el resultado del cálculo del CVM, CVONC, CFAM y el CMarr de las unidades de la C.T. Kallpa.

Cuadro 10: Resumen de Costos de Mantenimiento y Costos Variables No Combustibles de las unidades de la C.T. Kallpa

| Costos de Mantenimiento de las Unidades de la C.T. Kallpa | | | | |
|--|-----------------------|------------|------------|------------|
| <i>Item</i> | <i>Unidad</i> | <i>TG1</i> | <i>TG2</i> | <i>TG3</i> |
| Costo Variable de Mantenimiento | CVM (US\$/MWh) | 4.43 | 3.99 | 3.87 |
| Costo Fijo Anual de Mantenimiento | CFAM (US\$/Año) | 201,082 | 234,301 | 234,301 |
| Costo de Mantenimiento por Arranque (Cmarr) | Cmarr (US\$/Arranque) | 1,436 | 1,674 | 1,674 |

| Costos Variable No Combustible de las Unidades de la C.T. Kallpa | | | | |
|---|------------------------|-------------|-------------|-------------|
| <i>Item</i> | <i>Unidad</i> | <i>TG1</i> | <i>TG2</i> | <i>TG3</i> |
| Costo Variable de Mantenimiento | CVM (US\$/MWh) | 4.43 | 3.99 | 3.87 |
| Costo Variable de Operación No Combustible | CVONC (US\$/MWh) | 0.04 | 0.04 | 0.04 |
| Costo Variable No Combustible | CVNC (US\$/MWh) | 4.47 | 4.03 | 3.91 |

Anexo 1

Costos de Mantenimiento de la TG1 de la C.T. Kallpa

| COSTO DE MANTENIMIENTO MAYOR - TURBINA A GAS SGT5000FD (US\$) | | | |
|---|-----------------------|-----------------------------------|--------------------------------------|
| Item | Combustion Inspection | Referencia | |
| | [C] | | |
| VARIABLE OUTAGE FEE pago a Siemens | 2,587,397 | MANTENIMIENTO MAYORES LTP - PARTS | |
| BASE ANNUAL FEE | 100,000 | | |
| PLANT SPARES | | | |
| Servicio de reparacion de aislamiento termico | 16,543 | MANTENIMIENTO MAYORES FUERA LTP | |
| Servicio de Calibracion de protecciones electricas | 6,534 | | |
| Servicio de Verificacion interruptores MT | 980 | | |
| Servicio de pruebas generadores | 2,460 | | |
| Servicio pruebas transformadores | 2,052 | | |
| Servicio de pruebas interruptor de potencias | 911 | | |
| Servicio de pruebas Motores de arranque | 2,288 | | |
| Servicio de personal ayudante paradas | 11,092 | | |
| Servicio de soldadura | 1,317 | | |
| Servicio de NDE | 1,278 | | |
| Servicio de regeneracion de aceite trafo termovacio | 5,640 | | |
| Servicio de limpieza de aisladores y transformadores LT TGs | 5,502 | | |
| Alquiler de trailer contratistas | 7,467 | | |
| Alquiler de grúa | 46,848 | | |
| Alquiler de andamios | 4,144 | | |
| Servicio de alquiler de compresora diesel | 470 | | |
| SIEMENS Instrumentation & Electrical LTSP | 84,020 | | |
| Alignment of Turbine Rotor to Generator Rotor for Kallpa | 84,897 | | |
| Termocuplas BP | 4,664 | | |
| Termocupla Exhaus | 3,202 | | |
| Termocuplas Flash back | 8,928 | | |
| Termocuplas Cooling DC | 3,282 | | |
| Sensores DMS | 20,731 | | |
| Servicios Adicionales Siemens | 276,264 | | |
| OUTAGE LABOR | 366,649 | | MANTENIMIENTO MAYORES LTP - SERVICES |
| Repuestos Iniciales | 4,545,602 | | Ver Comentario |

| COSTO DE MANTENIMIENTO MAYOR - TURBINA A GAS SGT5000FD (US\$) | | |
|---|-----------|--------------------------------------|
| Item | HGP | Referencia |
| | [H] | |
| VARIABLE OUTAGE FEE pago a Siemens | 2,587,397 | MANTENIMIENTO MAYORES LTP - PARTS |
| BASE ANNUAL FEE | 100,000 | |
| PLANT SPARES | 490,806 | |
| Servicio de reparacion de aislamiento termico | 66,172 | MANTENIMIENTO MAYORES FUERA LTP |
| Servicio de Calibracion de protecciones electricas | 6,534 | |
| Servicio de Verificacion interruptores MT | 1,960 | |
| Servicio de pruebas generadores | 4,920 | |
| Servicio pruebas tranformadores | 2,052 | |
| Servicio de pruebas interruptor de potencias | 911 | |
| Servicio de pruebas Motores de arranque | 2,288 | |
| Servicio de personal ayudante paradas | 22,185 | |
| Servicio de soldadura | 4,000 | |
| Servicio de NDE | 1,278 | |
| Servicio de regeneracion de aceite trafo termovació | 5,640 | |
| Servicio de limpieza de aisladores y tranformadores LT TGs | 5,502 | |
| Alquiler de trailer contratistas | 14,933 | |
| Alquiler de grúa | 300,000 | |
| Alquiler de andamios | 8,288 | |
| Servicio de alquiler de compresora diesel | 940 | |
| SIEMENS Instrumentation & Electrical LTSP | 84,020 | |
| Alignment of Turbine Rotor to Generator Rotor for Kallpa | 84,897 | |
| Termocuplas BP | 4,664 | |
| Termocupla Exhaus | 3,202 | |
| Termocuplas Flash back | 8,928 | |
| Termocuplas Cooling DC | 3,282 | |
| Sensores DMS | 51,827 | |
| Servicios Adicionales Siemens | 276,264 | |
| OUTAGE LABOR | 781,156 | MANTENIMIENTO MAYORES LTP - SERVICES |
| Repuestos Iniciales | 4,545,602 | Ver Comentario |

| COSTO DE MANTENIMIENTO MAYOR - TURBINA A GAS SGT5000FD (US\$) | | |
|---|------------------|--------------------------------------|
| Item | Mayor (Overhaul) | Referencia |
| | [M] | |
| VARIABLE OUTAGE FEE pago a Siemens | 2,587,397 | MANTENIMIENTO MAYORES LTP - PARTS |
| BASE ANNUAL FEE | 100,000 | |
| PLANT SPARES | 490,806.22 | |
| Servicio de reparacion de aislamiento termico | 132,345 | MANTENIMIENTO MAYORES FUERA LTP |
| Servicio de Calibracion de protecciones electricas | 6,534 | |
| Servicio de Verificacion interruptores MT | 3,920 | |
| Servicio de pruebas generadores | 9,840 | |
| Servicio pruebas tranformadores | 2,052 | |
| Servicio de pruebas interruptor de potencias | 911 | |
| Servicio de pruebas Motores de arranque | 2,288 | |
| Servicio de personal ayudante paradas | 44,370 | |
| Servicio de soldadura | 6,000 | |
| Servicio de NDE | 1,278 | |
| Servicio de regeneracion de aceite trafo termovacio | 5,640 | |
| Servicio de limpieza de aisladores y tranformadores LT TGs | 5,502 | |
| Alquiler de trailer contratistas | 22,400 | |
| Alquiler de grúa | 500,000 | |
| Alquiler de andamios | 16,576 | |
| Servicio de alquiler de compresora diesel | 1,880 | |
| Alignment of Turbine Rotor to Generator Rotor for Kallpa | 84,897 | |
| SIEMENS Instrumentation & Electrical LTSP | 84,020 | |
| Termocuplas BP | 4,664 | |
| Termocupla Exhaust | 3,202 | |
| Termocuplas Flash back | 8,928 | |
| Termocuplas Cooling DC | 3,282 | |
| Sensores DMS | 103,655 | |
| Servicios Adicionales Siemens | 276,264 | |
| OUTAGE LABOR | 1,395,341 | MANTENIMIENTO MAYORES LTP - SERVICES |
| | | |

Costos de Mantenimiento de la TG2 de la C.T. Kallpa

| COSTO DE MANTENIMIENTO MAYOR - TURBINA A GAS SGT5000FD (US\$) | | | |
|---|-----------------------|-----------------------------------|--------------------------------------|
| Item | Combustion Inspection | Referencia | |
| | [C] | | |
| VARIABLE OUTAGE FEE pago a Siemens | 2,587,397 | MANTENIMIENTO MAYORES LTP - PARTS | |
| BASE ANNUAL FEE | 100,000 | | |
| PLANT SPARES | | | |
| Servicio de reparacion de aislamiento termico | 16,543 | MANTENIMIENTO MAYORES FUERA LTP | |
| Servicio de Calibracion de protecciones electricas | 6,534 | | |
| Servicio de Verificacion interruptores MT | 980 | | |
| Servicio de pruebas generadores | 2,460 | | |
| Servicio pruebas transformadores | 2,052 | | |
| Servicio de pruebas interruptor de potencias | 911 | | |
| Servicio de pruebas Motores de arranque | 2,288 | | |
| Servicio de personal ayudante paradas | 11,092 | | |
| Servicio de soldadura | 1,317 | | |
| Servicio de NDE | 1,278 | | |
| Servicio de regeneracion de aceite trafo termovacio | 5,640 | | |
| Servicio de limpieza de aisladores y transformadores LTTGs | 5,502 | | |
| Alquiler de trailer contratistas | 7,467 | | |
| Alquiler de grúa | 46,848 | | |
| Alquiler de andamios | 4,144 | | |
| Servicio de alquiler de compresora diesel | 470 | | |
| SIEMENS Instrumentation & Electrical LTSP | 84,020 | | |
| Alignment of Turbine Rotor to Generator Rotor for Kallpa | 84,897 | | |
| Termocuplas BP | 4,664 | | |
| Termocupla Exhaust | 3,202 | | |
| Termocuplas Flash back | 8,928 | | |
| Termocuplas Cooling DC | 3,282 | | |
| Sensores DMS | 20,731 | | |
| Servicios Adicionales Siemens | 276,264 | | |
| OUTAGE LABOR | 366,649 | | MANTENIMIENTO MAYORES LTP - SERVICES |
| Repuestos Iniciales | 4,545,602 | | Ver Comentario |

| COSTO DE MANTENIMIENTO MAYOR - TURBINA A GAS SGT5000FD (US\$) | | | |
|---|-----------|-----------------------------------|--------------------------------------|
| Item | HGP | Referencia | |
| | [H] | | |
| VARIABLE OUTAGE FEE pago a Siemens | 2,587,397 | MANTENIMIENTO MAYORES LTP - PARTS | |
| BASE ANNUAL FEE | 100,000 | | |
| PLANT SPARES | 490,806 | | |
| Servicio de reparacion de aislamiento termico | 66,172 | MANTENIMIENTO MAYORES FUERA LTP | |
| Servicio de Calibracion de protecciones electricas | 6,534 | | |
| Servicio de Verificacion interruptores MT | 1,960 | | |
| Servicio de pruebas generadores | 4,920 | | |
| Servicio pruebas trasformadores | 2,052 | | |
| Servicio de pruebas interruptor de potencias | 911 | | |
| Servicio de pruebas Motores de arranque | 2,288 | | |
| Servicio de personal ayudante paradas | 22,185 | | |
| Servicio de soldadura | 4,000 | | |
| Servicio de NDE | 1,278 | | |
| Servicio de regeneracion de aceite trafo termovacio | 5,640 | | |
| Servicio de limpieza de aisladores y trasformadores LTGs | 5,502 | | |
| Alquiler de trailer contratistas | 14,933 | | |
| Alquiler de grúa | 300,000 | | |
| Alquiler de andamios | 8,288 | | |
| Servicio de alquiler de compresora diesel | 940 | | |
| SIEMENS Instrumentation & Electrical LTSP | 84,020 | | |
| Alignment of Turbine Rotor to Generator Rotor for Kallpa | 84,897 | | |
| Termocuplas BP | 4,664 | | |
| Termocupla Exhaus | 3,202 | | |
| Termocuplas Flash back | 8,928 | | |
| Termocuplas Cooling DC | 3,282 | | |
| Sensores DMS | 51,827 | | |
| Servicios Adicionales Siemens | 276,264 | | |
| OUTAGE LABOR | 781,156 | | MANTENIMIENTO MAYORES LTP - SERVICES |
| Repuestos Iniciales | 4,545,602 | | Ver Comentario |

| COSTO DE MANTENIMIENTO MAYOR - TURBINA A GAS SGT5000FD (US\$) | | | |
|---|------------------|-----------------------------------|--------------------------------------|
| Item | Mayor (Overhaul) | Referencia | |
| | [M] | | |
| VARIABLE OUTAGE FEE pago a Siemens | 2,587,397 | MANTENIMIENTO MAYORES LTP - PARTS | |
| BASE ANNUAL FEE | 100,000 | | |
| PLANT SPARES | 490,806 | | |
| Servicio de reparacion de aislamiento termico | 132,345 | MANTENIMIENTO MAYORES FUERA LTP | |
| Servicio de Calibracion de protecciones electricas | 6,534 | | |
| Servicio de Verificacion interruptores MT | 3,920 | | |
| Servicio de pruebas generadores | 9,840 | | |
| Servicio pruebas trasformadores | 2,052 | | |
| Servicio de pruebas interruptor de potencias | 911 | | |
| Servicio de pruebas Motores de arranque | 2,288 | | |
| Servicio de personal ayudante paradas | 44,370 | | |
| Servicio de soldadura | 6,000 | | |
| Servicio de NDE | 1,278 | | |
| Servicio de regeneracion de aceite trafo termovació | 5,640 | | |
| Servicio de limpieza de aisladores y trasformadores LTTGs | 5,502 | | |
| Alquiler de trailer contratistas | 22,400 | | |
| Alquiler de grúa | 500,000 | | |
| Alquiler de andamios | 16,576 | | |
| Servicio de alquiler de compresora diesel | 1,880 | | |
| Alignment of Turbine Rotor to Generator Rotor for Kallpa | 84,897 | | |
| SIEMENS Instrumentation & Electrical LTSP | 84,020 | | |
| Termocuplas BP | 4,664 | | |
| Termocupla Exhaus | 3,202 | | |
| Termocuplas Flash back | 8,928 | | |
| Termocuplas Cooling DC | 3,282 | | |
| Sensores DMS | 103,655 | | |
| Servicios Adicionales Siemens | 276,264 | | |
| OUTAGE LABOR | 1,395,341 | | MANTENIMIENTO MAYORES LTP - SERVICES |
| | | | |

Costos de Mantenimiento de la TG3 de la C.T. Kallpa

| COSTO DE MANTENIMIENTO MAYOR - TURBINA A GAS SGT5000FD (US\$) | | |
|---|-----------------------|--------------------------------------|
| Item | Combustion Inspection | Referencia |
| | [C] | |
| VARIABLE OUTAGE FEE pago a Siemens | 2,587,397 | MANTENIMIENTO MAYORES LTP - PARTS |
| BASE ANNUAL FEE | 50,000 | |
| PLANT SPARES | | |
| Servicio de reparacion de aislamiento termico | 16,543 | MANTENIMIENTO MAYORES FUERA LTP |
| Servicio de Calibracion de protecciones electricas | 6,534 | |
| Servicio de Verificacion interruptores MT | 980 | |
| Servicio de pruebas generadores | 2,460 | |
| Servicio pruebas transformadores | 2,052 | |
| Servicio de pruebas interruptor de potencias | 911 | |
| Servicio de pruebas Motores de arranque | 2,288 | |
| Servicio de personal ayudante paradas | 11,092 | |
| Servicio de soldadura | 1,317 | |
| Servicio de NDE | 1,278 | |
| Servicio de regeneracion de aceite trafo termovacio | 5,640 | |
| Servicio de limpieza de aisladores y transformadores LT TGs | 5,502 | |
| Alquiler de trailer contratistas | 7,467 | |
| Alquiler de grúa | 46,848 | |
| Alquiler de andamios | 4,144 | |
| Servicio de alquiler de compresora diesel | 470 | |
| SIEMENS Instrumentation & Electrical LTSP | 84,020 | |
| Alignment of Turbine Rotor to Generator Rotor for Kallpa | 84,897 | |
| Termocuplas BP | 4,664 | |
| Termocupla Exhaus | 3,202 | |
| Termocuplas Flash back | 8,928 | |
| Termocuplas Cooling DC | 3,282 | |
| Sensores DMS | 20,731 | |
| Servicios Adicionales Siemens | 276,264 | |
| OUTAGE LABOR | 366,649 | MANTENIMIENTO MAYORES LTP - SERVICES |
| Repuestos Iniciales | 4,545,602 | Ver Comentario |

| COSTO DE MANTENIMIENTO MAYOR - TURBINA A GAS SGT5000FD (US\$) | | |
|---|-----------|--------------------------------------|
| Item | HGP | Referencia |
| | [H] | |
| VARIABLE OUTAGE FEE pago a Siemens | 2,587,397 | MANTENIMIENTO MAYORES LTP - PARTS |
| BASE ANNUAL FEE | 50,000 | |
| PLANT SPARES | 490,806 | |
| Servicio de reparacion de aislamiento termico | 66,172 | MANTENIMIENTO MAYORES FUERA LTP |
| Servicio de Calibracion de protecciones electricas | 6,534 | |
| Servicio de Verificacion interruptores MT | 1,960 | |
| Servicio de pruebas generadores | 4,920 | |
| Servicio pruebas trasformadores | 2,052 | |
| Servicio de pruebas interruptor de potencias | 911 | |
| Servicio de pruebas Motores de arranque | 2,288 | |
| Servicio de personal ayudante paradas | 22,185 | |
| Servicio de soldadura | 4,000 | |
| Servicio de NDE | 1,278 | |
| Servicio de regeneracion de aceite trafo termovacio | 5,640 | |
| Servicio de limpieza de aisladores y trasformadores LT TGs | 5,502 | |
| Alquiler de trailer contratistas | 14,933 | |
| Alquiler de grúa | 300,000 | |
| Alquiler de andamios | 8,288 | |
| Servicio de alquiler de compresora diesel | 940 | |
| SIEMENS Instrumentation & Electrical LTSP | 84,020 | |
| Alignment of Turbine Rotor to Generator Rotor for Kallpa | 84,897 | |
| Termocuplas BP | 4,664 | |
| Termocupla Exhaust | 3,202 | |
| Termocuplas Flash back | 8,928 | |
| Termocuplas Cooling DC | 3,282 | |
| Sensores DMS | 51,827 | |
| Servicios Adicionales Siemens | 276,264 | |
| OUTAGE LABOR | 781,156 | MANTENIMIENTO MAYORES LTP - SERVICES |
| Repuestos Iniciales | 4,545,602 | Ver Comentario |

| COSTO DE MANTENIMIENTO MAYOR - TURBINA A GAS SGT5000FD (US\$) | | | |
|---|------------------|-----------------------------------|--------------------------------------|
| Item | Mayor (Overhaul) | Referencia | |
| | [M] | | |
| VARIABLE OUTAGE FEE pago a Siemens | 2,587,397 | MANTENIMIENTO MAYORES LTP - PARTS | |
| BASE ANNUAL FEE | 50,000 | | |
| PLANT SPARES | 490,806 | | |
| Servicio de reparacion de aislamiento termico | 132,345 | MANTENIMIENTO MAYORES FUERA LTP | |
| Servicio de Calibracion de protecciones electricas | 6,534 | | |
| Servicio de Verificacion interruptores MT | 3,920 | | |
| Servicio de pruebas generadores | 9,840 | | |
| Servicio pruebas trasformadores | 2,052 | | |
| Servicio de pruebas interruptor de potencias | 911 | | |
| Servicio de pruebas Motores de arranque | 2,288 | | |
| Servicio de personal ayudante paradas | 44,370 | | |
| Servicio de soldadura | 6,000 | | |
| Servicio de NDE | 1,278 | | |
| Servicio de regeneracion de aceite trafo termovacio | 5,640 | | |
| Servicio de limpieza de aisladores y trasformadores LT TGs | 5,502 | | |
| Alquiler de trailer contratistas | 22,400 | | |
| Alquiler de grúa | 500,000 | | |
| Alquiler de andamios | 16,576 | | |
| Servicio de alquiler de compresora diesel | 1,880 | | |
| Alignment of Turbine Rotor to Generator Rotor for Kallpa | 84,897 | | |
| SIEMENS Instrumentation & Electrical LTSP | 84,020 | | |
| Termocuplas BP | 4,664 | | |
| Termocupla Exhaus | 3,202 | | |
| Termocuplas Flash back | 8,928 | | |
| Termocuplas Cooling DC | 3,282 | | |
| Sensores DMS | 103,655 | | |
| Servicios Adicionales Siemens | 276,264 | | |
| OUTAGE LABOR | 1,395,341 | | MANTENIMIENTO MAYORES LTP - SERVICES |
| | | | |

Anexo 2

Flujos de Mantenimiento de la TGI de la C.T. Kallpa

Escenario 1

| N° | Año | HO | | HEO | | C | H | M | Total US\$ | VPN US\$ |
|----|------|----|-----|-----|-----|---|---|---|------------------|----------|
| 1 | 2008 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 2 | 2009 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 3 | 2010 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 4 | 2011 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 5 | 2012 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 6 | 2013 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 7 | 2014 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 8 | 2015 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 9 | 2016 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 10 | 2017 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 11 | 2018 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 12 | 2019 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 13 | 2020 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 14 | 2021 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 15 | 2022 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 16 | 2023 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 17 | 2024 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 18 | 2025 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 19 | 2026 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 20 | 2027 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| | | | | | | | | | Total | 0 |
| | | | | | | | | | Anualidad | 0 |

Escenario 2

| N° | Año | HO | | HEO | | C | H | M | Total US\$ | VPN US\$ |
|----|------|--------|----------|--------|----------|---|---|---|------------------|-------------------|
| 1 | 2008 | 0 | - 4,808 | 0 | - 4,808 | | | | 0 | 0 |
| 2 | 2009 | 4,808 | - 9,616 | 4,808 | - 9,616 | 1 | | | 5,794,299 | 4,619,180 |
| 3 | 2010 | 9,616 | - 14,423 | 9,616 | - 14,423 | | | | 0 | 0 |
| 4 | 2011 | 14,423 | - 19,231 | 14,423 | - 19,231 | 1 | | | 6,114,798 | 3,886,065 |
| 5 | 2012 | 19,231 | - 24,039 | 19,231 | - 24,039 | | | | 0 | 0 |
| 6 | 2013 | 24,039 | - 28,847 | 24,039 | - 28,847 | | 1 | | 8,964,157 | 4,541,521 |
| 7 | 2014 | 28,847 | - 33,655 | 28,847 | - 33,655 | 1 | | | 6,595,547 | 2,983,491 |
| 8 | 2015 | 33,655 | - 38,462 | 33,655 | - 38,462 | | | | 0 | 0 |
| 9 | 2016 | 38,462 | - 43,270 | 38,462 | - 43,270 | 1 | | | 6,916,046 | 2,493,996 |
| 10 | 2017 | 43,270 | - 48,078 | 43,270 | - 48,078 | | | | 0 | 0 |
| 11 | 2018 | 48,078 | - 52,886 | 48,078 | - 52,886 | | | 1 | 7,747,223 | 2,227,141 |
| 12 | 2019 | 52,886 | - 57,694 | 52,886 | - 57,694 | | | | 0 | 0 |
| 13 | 2020 | 57,694 | - 62,501 | 57,694 | - 62,501 | 1 | | | 7,557,045 | 1,731,880 |
| 14 | 2021 | 62,501 | - 67,309 | 62,501 | - 67,309 | 1 | | | 7,717,294 | 1,579,111 |
| 15 | 2022 | 67,309 | - 72,117 | 67,309 | - 72,117 | | | | 0 | 0 |
| 16 | 2023 | 72,117 | - 76,925 | 72,117 | - 76,925 | | 1 | | 11,152,072 | 1,819,145 |
| 17 | 2024 | 76,925 | - 81,733 | 76,925 | - 81,733 | | | | 0 | 0 |
| 18 | 2025 | 81,733 | - 86,540 | 81,733 | - 86,540 | 1 | | | 8,358,293 | 1,086,909 |
| 19 | 2026 | 86,540 | - 91,348 | 86,540 | - 91,348 | | | | 0 | 0 |
| 20 | 2027 | 91,348 | - 96,156 | 91,348 | - 96,156 | 1 | | | 8,678,792 | 899,702 |
| | | | | | | | | | Total | 27,868,139 |
| | | | | | | | | | Anualidad | 3,730,953 |

Escenario 3

| N° | Año | HO | | HEO | | C | H | M | Total US\$ | VPN US\$ |
|------------------|------|---------|-----------|---------|-----------|---|---|---|-------------------|------------------|
| 1 | 2008 | 0 | - 5,486 | 0 | - 5,486 | | | | 0 | 0 |
| 2 | 2009 | 5,486 | - 10,971 | 5,486 | - 10,971 | 1 | | | 5,794,299 | 4,619,180 |
| 3 | 2010 | 10,971 | - 16,457 | 10,971 | - 16,457 | | | | 0 | 0 |
| 4 | 2011 | 16,457 | - 21,942 | 16,457 | - 21,942 | 1 | | | 6,114,798 | 3,886,065 |
| 5 | 2012 | 21,942 | - 27,428 | 21,942 | - 27,428 | | 1 | | 8,745,365 | 4,962,355 |
| 6 | 2013 | 27,428 | - 32,913 | 27,428 | - 32,913 | | | | 0 | 0 |
| 7 | 2014 | 32,913 | - 38,399 | 32,913 | - 38,399 | 1 | | | 6,595,547 | 2,983,491 |
| 8 | 2015 | 38,399 | - 43,884 | 38,399 | - 43,884 | 1 | | | 6,755,797 | 2,728,553 |
| 9 | 2016 | 43,884 | - 49,370 | 43,884 | - 49,370 | | | | 0 | 0 |
| 10 | 2017 | 49,370 | - 54,855 | 49,370 | - 54,855 | | | 1 | 7,579,656 | 2,440,446 |
| 11 | 2018 | 54,855 | - 60,341 | 54,855 | - 60,341 | 1 | | | 7,236,546 | 2,080,334 |
| 12 | 2019 | 60,341 | - 65,826 | 60,341 | - 65,826 | | | | 0 | 0 |
| 13 | 2020 | 65,826 | - 71,312 | 65,826 | - 71,312 | 1 | | | 7,557,045 | 1,731,880 |
| 14 | 2021 | 71,312 | - 76,797 | 71,312 | - 76,797 | | 1 | | 10,714,489 | 2,192,397 |
| 15 | 2022 | 76,797 | - 82,283 | 76,797 | - 82,283 | | | | 0 | 0 |
| 16 | 2023 | 82,283 | - 87,768 | 82,283 | - 87,768 | 1 | | | 8,037,794 | 1,311,138 |
| 17 | 2024 | 87,768 | - 93,254 | 87,768 | - 93,254 | 1 | | | 8,198,043 | 1,193,999 |
| 18 | 2025 | 93,254 | - 98,739 | 93,254 | - 98,739 | | | | 0 | 0 |
| 19 | 2026 | 98,739 | - 104,225 | 98,739 | - 104,225 | | | 1 | 9,087,755 | 1,055,150 |
| 20 | 2027 | 104,225 | - 109,710 | 104,225 | - 109,710 | 1 | | | 8,678,792 | 899,702 |
| Total | | | | | | | | | 32,084,689 | |
| Anualidad | | | | | | | | | | 4,295,459 |

Escenario 4

| N° | Año | HO | | HEO | | C | H | M | Total US\$ | VPN US\$ |
|------------------|------|---------|-----------|---------|-----------|---|---|---|-------------------|------------------|
| 1 | 2008 | 0 | - 8,300 | 0 | - 8,300 | | | | 0 | 0 |
| 2 | 2009 | 8,300 | - 16,600 | 8,300 | - 16,600 | 1 | | | 5,794,299 | 4,619,180 |
| 3 | 2010 | 16,600 | - 24,900 | 16,600 | - 24,900 | 1 | | | 5,954,549 | 4,238,330 |
| 4 | 2011 | 24,900 | - 33,200 | 24,900 | - 33,200 | | 1 | | 8,526,574 | 5,418,792 |
| 5 | 2012 | 33,200 | - 41,500 | 33,200 | - 41,500 | 1 | | | 6,275,048 | 3,560,631 |
| 6 | 2013 | 41,500 | - 49,800 | 41,500 | - 49,800 | 1 | | | 6,435,297 | 3,260,322 |
| 7 | 2014 | 49,800 | - 58,100 | 49,800 | - 58,100 | | | 1 | 7,076,956 | 3,201,256 |
| 8 | 2015 | 58,100 | - 66,400 | 58,100 | - 66,400 | 1 | | | 6,755,797 | 2,728,553 |
| 9 | 2016 | 66,400 | - 74,700 | 66,400 | - 74,700 | 1 | | | 6,916,046 | 2,493,996 |
| 10 | 2017 | 74,700 | - 83,000 | 74,700 | - 83,000 | | 1 | | 9,839,323 | 3,167,999 |
| 11 | 2018 | 83,000 | - 91,300 | 83,000 | - 91,300 | 1 | | | 7,236,546 | 2,080,334 |
| 12 | 2019 | 91,300 | - 99,601 | 91,300 | - 99,601 | 1 | | | 7,396,795 | 1,898,573 |
| 13 | 2020 | 99,601 | - 107,901 | 99,601 | - 107,901 | | | 1 | 8,082,356 | 1,852,267 |
| 14 | 2021 | 107,901 | - 116,201 | 107,901 | - 116,201 | 1 | | | 7,717,294 | 1,579,111 |
| 15 | 2022 | 116,201 | - 124,501 | 116,201 | - 124,501 | 1 | | | 7,877,544 | 1,439,198 |
| 16 | 2023 | 124,501 | - 132,801 | 124,501 | - 132,801 | | 1 | | 11,152,072 | 1,819,145 |
| 17 | 2024 | 132,801 | - 141,101 | 132,801 | - 141,101 | 1 | | | 8,198,043 | 1,193,999 |
| 18 | 2025 | 141,101 | - 149,401 | 141,101 | - 149,401 | 1 | | | 8,358,293 | 1,086,909 |
| 19 | 2026 | 149,401 | - 157,701 | 149,401 | - 157,701 | | | 1 | 9,087,755 | 1,055,150 |
| 20 | 2027 | 157,701 | - 166,001 | 157,701 | - 166,001 | 1 | | | 8,678,792 | 899,702 |
| Total | | | | | | | | | 47,593,445 | |
| Anualidad | | | | | | | | | | 6,371,752 |

Flujos de Mantenimiento de la TG2 de la C.T. Kallpa

Escenario 1

| N° | Año | HO | | HEO | | C | H | M | Total US\$ | VPN US\$ |
|----|------|----|-----|-----|-----|---|---|---|------------------|----------|
| 1 | 2008 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 2 | 2009 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 3 | 2010 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 4 | 2011 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 5 | 2012 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 6 | 2013 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 7 | 2014 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 8 | 2015 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 9 | 2016 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 10 | 2017 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 11 | 2018 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 12 | 2019 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 13 | 2020 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 14 | 2021 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 15 | 2022 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 16 | 2023 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 17 | 2024 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 18 | 2025 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 19 | 2026 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 20 | 2027 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| | | | | | | | | | Total | 0 |
| | | | | | | | | | Anualidad | 0 |

Escenario 2

| N° | Año | HO | | HEO | | C | H | M | Total US\$ | VPN US\$ |
|----|------|--------|----------|--------|----------|---|---|---|------------------|-------------------|
| 1 | 2008 | 0 | - 4,808 | 0 | - 4,808 | | | | 0 | 0 |
| 2 | 2009 | 4,808 | - 9,616 | 4,808 | - 9,616 | 1 | | | 5,794,299 | 4,619,180 |
| 3 | 2010 | 9,616 | - 14,423 | 9,616 | - 14,423 | | | | 0 | 0 |
| 4 | 2011 | 14,423 | - 19,231 | 14,423 | - 19,231 | 1 | | | 6,114,798 | 3,886,065 |
| 5 | 2012 | 19,231 | - 24,039 | 19,231 | - 24,039 | | | | 0 | 0 |
| 6 | 2013 | 24,039 | - 28,847 | 24,039 | - 28,847 | | 1 | | 8,964,157 | 4,541,521 |
| 7 | 2014 | 28,847 | - 33,655 | 28,847 | - 33,655 | 1 | | | 6,595,547 | 2,983,491 |
| 8 | 2015 | 33,655 | - 38,462 | 33,655 | - 38,462 | | | | 0 | 0 |
| 9 | 2016 | 38,462 | - 43,270 | 38,462 | - 43,270 | 1 | | | 6,916,046 | 2,493,996 |
| 10 | 2017 | 43,270 | - 48,078 | 43,270 | - 48,078 | | | | 0 | 0 |
| 11 | 2018 | 48,078 | - 52,886 | 48,078 | - 52,886 | | | 1 | 7,747,223 | 2,227,141 |
| 12 | 2019 | 52,886 | - 57,694 | 52,886 | - 57,694 | | | | 0 | 0 |
| 13 | 2020 | 57,694 | - 62,501 | 57,694 | - 62,501 | 1 | | | 7,557,045 | 1,731,880 |
| 14 | 2021 | 62,501 | - 67,309 | 62,501 | - 67,309 | 1 | | | 7,717,294 | 1,579,111 |
| 15 | 2022 | 67,309 | - 72,117 | 67,309 | - 72,117 | | | | 0 | 0 |
| 16 | 2023 | 72,117 | - 76,925 | 72,117 | - 76,925 | | 1 | | 11,152,072 | 1,819,145 |
| 17 | 2024 | 76,925 | - 81,733 | 76,925 | - 81,733 | | | | 0 | 0 |
| 18 | 2025 | 81,733 | - 86,540 | 81,733 | - 86,540 | 1 | | | 8,358,293 | 1,086,909 |
| 19 | 2026 | 86,540 | - 91,348 | 86,540 | - 91,348 | | | | 0 | 0 |
| 20 | 2027 | 91,348 | - 96,156 | 91,348 | - 96,156 | 1 | | | 8,678,792 | 899,702 |
| | | | | | | | | | Total | 27,868,139 |
| | | | | | | | | | Anualidad | 3,730,953 |

Escenario 3

| N° | Año | HO | | HEO | | C | H | M | Total US\$ | VPN US\$ |
|----|------|---------|-----------|---------|-----------|---|---|---|------------------|-------------------|
| 1 | 2008 | 0 | - 5,486 | 0 | - 5,486 | | | | 0 | 0 |
| 2 | 2009 | 5,486 | - 10,971 | 5,486 | - 10,971 | 1 | | | 5,794,299 | 4,619,180 |
| 3 | 2010 | 10,971 | - 16,457 | 10,971 | - 16,457 | | | | 0 | 0 |
| 4 | 2011 | 16,457 | - 21,942 | 16,457 | - 21,942 | 1 | | | 6,114,798 | 3,886,065 |
| 5 | 2012 | 21,942 | - 27,428 | 21,942 | - 27,428 | | 1 | | 8,745,365 | 4,962,355 |
| 6 | 2013 | 27,428 | - 32,913 | 27,428 | - 32,913 | | | | 0 | 0 |
| 7 | 2014 | 32,913 | - 38,399 | 32,913 | - 38,399 | 1 | | | 6,595,547 | 2,983,491 |
| 8 | 2015 | 38,399 | - 43,884 | 38,399 | - 43,884 | 1 | | | 6,755,797 | 2,728,553 |
| 9 | 2016 | 43,884 | - 49,370 | 43,884 | - 49,370 | | | | 0 | 0 |
| 10 | 2017 | 49,370 | - 54,855 | 49,370 | - 54,855 | | | 1 | 7,579,656 | 2,440,446 |
| 11 | 2018 | 54,855 | - 60,341 | 54,855 | - 60,341 | 1 | | | 7,236,546 | 2,080,334 |
| 12 | 2019 | 60,341 | - 65,826 | 60,341 | - 65,826 | | | | 0 | 0 |
| 13 | 2020 | 65,826 | - 71,312 | 65,826 | - 71,312 | 1 | | | 7,557,045 | 1,731,880 |
| 14 | 2021 | 71,312 | - 76,797 | 71,312 | - 76,797 | | 1 | | 10,714,489 | 2,192,397 |
| 15 | 2022 | 76,797 | - 82,283 | 76,797 | - 82,283 | | | | 0 | 0 |
| 16 | 2023 | 82,283 | - 87,768 | 82,283 | - 87,768 | 1 | | | 8,037,794 | 1,311,138 |
| 17 | 2024 | 87,768 | - 93,254 | 87,768 | - 93,254 | 1 | | | 8,198,043 | 1,193,999 |
| 18 | 2025 | 93,254 | - 98,739 | 93,254 | - 98,739 | | | | 0 | 0 |
| 19 | 2026 | 98,739 | - 104,225 | 98,739 | - 104,225 | | | 1 | 9,087,755 | 1,055,150 |
| 20 | 2027 | 104,225 | - 109,710 | 104,225 | - 109,710 | 1 | | | 8,678,792 | 899,702 |
| | | | | | | | | | Total | 32,084,689 |
| | | | | | | | | | Anualidad | 4,295,459 |

Escenario 4

| N° | Año | HO | | HEO | | C | H | M | Total US\$ | VPN US\$ |
|----|------|---------|-----------|---------|-----------|---|---|---|------------------|-------------------|
| 1 | 2008 | 0 | - 8,300 | 0 | - 8,300 | | | | 0 | 0 |
| 2 | 2009 | 8,300 | - 16,600 | 8,300 | - 16,600 | 1 | | | 5,794,299 | 4,619,180 |
| 3 | 2010 | 16,600 | - 24,900 | 16,600 | - 24,900 | 1 | | | 5,954,549 | 4,238,330 |
| 4 | 2011 | 24,900 | - 33,200 | 24,900 | - 33,200 | | 1 | | 8,526,574 | 5,418,792 |
| 5 | 2012 | 33,200 | - 41,500 | 33,200 | - 41,500 | 1 | | | 6,275,048 | 3,560,631 |
| 6 | 2013 | 41,500 | - 49,800 | 41,500 | - 49,800 | 1 | | | 6,435,297 | 3,260,322 |
| 7 | 2014 | 49,800 | - 58,100 | 49,800 | - 58,100 | | | 1 | 7,076,956 | 3,201,256 |
| 8 | 2015 | 58,100 | - 66,400 | 58,100 | - 66,400 | 1 | | | 6,755,797 | 2,728,553 |
| 9 | 2016 | 66,400 | - 74,700 | 66,400 | - 74,700 | 1 | | | 6,916,046 | 2,493,996 |
| 10 | 2017 | 74,700 | - 83,000 | 74,700 | - 83,000 | | 1 | | 9,839,323 | 3,167,999 |
| 11 | 2018 | 83,000 | - 91,300 | 83,000 | - 91,300 | 1 | | | 7,236,546 | 2,080,334 |
| 12 | 2019 | 91,300 | - 99,601 | 91,300 | - 99,601 | 1 | | | 7,396,795 | 1,898,573 |
| 13 | 2020 | 99,601 | - 107,901 | 99,601 | - 107,901 | | | 1 | 8,082,356 | 1,852,267 |
| 14 | 2021 | 107,901 | - 116,201 | 107,901 | - 116,201 | 1 | | | 7,717,294 | 1,579,111 |
| 15 | 2022 | 116,201 | - 124,501 | 116,201 | - 124,501 | 1 | | | 7,877,544 | 1,439,198 |
| 16 | 2023 | 124,501 | - 132,801 | 124,501 | - 132,801 | | 1 | | 11,152,072 | 1,819,145 |
| 17 | 2024 | 132,801 | - 141,101 | 132,801 | - 141,101 | 1 | | | 8,198,043 | 1,193,999 |
| 18 | 2025 | 141,101 | - 149,401 | 141,101 | - 149,401 | 1 | | | 8,358,293 | 1,086,909 |
| 19 | 2026 | 149,401 | - 157,701 | 149,401 | - 157,701 | | | 1 | 9,087,755 | 1,055,150 |
| 20 | 2027 | 157,701 | - 166,001 | 157,701 | - 166,001 | 1 | | | 8,678,792 | 899,702 |
| | | | | | | | | | Total | 47,593,445 |
| | | | | | | | | | Anualidad | 6,371,752 |

Flujos de Mantenimiento de la TG3 de la C.T. Kallpa

Escenario 1

| N° | Año | HO | | HEO | | | C | H | M | Total US\$ | VPN US\$ |
|------------------|------|----|-----|-----|-----|---|---|---|---|------------|----------|
| 1 | 2008 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 2 | 2009 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 3 | 2010 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 4 | 2011 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 5 | 2012 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 6 | 2013 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 7 | 2014 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 8 | 2015 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 9 | 2016 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 10 | 2017 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 11 | 2018 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 12 | 2019 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 13 | 2020 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 14 | 2021 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 15 | 2022 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 16 | 2023 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 17 | 2024 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 18 | 2025 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 19 | 2026 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| 20 | 2027 | 0 | - 0 | 0 | - 0 | 0 | - | - | - | 0 | 0 |
| Total | | | | | | | | | | 0 | 0 |
| Anualidad | | | | | | | | | | 0 | 0 |

Escenario 2

| N° | Año | HO | | HEO | | | C | H | M | Total US\$ | VPN US\$ |
|------------------|------|--------|----------|--------|----------|---|---|---|------------|-------------------|------------------|
| 1 | 2008 | 0 | - 4,808 | 0 | - 4,808 | | | | 0 | 0 | |
| 2 | 2009 | 4,808 | - 9,616 | 4,808 | - 9,616 | 1 | | | 5,740,354 | 4,576,175 | |
| 3 | 2010 | 9,616 | - 14,423 | 9,616 | - 14,423 | | | | 0 | 0 | |
| 4 | 2011 | 14,423 | - 19,231 | 14,423 | - 19,231 | 1 | | | 6,056,909 | 3,849,275 | |
| 5 | 2012 | 19,231 | - 24,039 | 19,231 | - 24,039 | | | | 0 | 0 | |
| 6 | 2013 | 24,039 | - 28,847 | 24,039 | - 28,847 | | | 1 | 8,902,323 | 4,510,194 | |
| 7 | 2014 | 28,847 | - 33,655 | 28,847 | - 33,655 | 1 | | | 6,531,741 | 2,954,628 | |
| 8 | 2015 | 33,655 | - 38,462 | 33,655 | - 38,462 | | | | 0 | 0 | |
| 9 | 2016 | 38,462 | - 43,270 | 38,462 | - 43,270 | 1 | | | 6,848,295 | 2,469,564 | |
| 10 | 2017 | 43,270 | - 48,078 | 43,270 | - 48,078 | | | | 0 | 0 | |
| 11 | 2018 | 48,078 | - 52,886 | 48,078 | - 52,886 | | | 1 | 7,675,527 | 2,206,531 | |
| 12 | 2019 | 52,886 | - 57,694 | 52,886 | - 57,694 | | | | 0 | 0 | |
| 13 | 2020 | 57,694 | - 62,501 | 57,694 | - 62,501 | 1 | | | 7,481,405 | 1,714,545 | |
| 14 | 2021 | 62,501 | - 67,309 | 62,501 | - 67,309 | 1 | | | 7,639,682 | 1,563,230 | |
| 15 | 2022 | 67,309 | - 72,117 | 67,309 | - 72,117 | | | | 0 | 0 | |
| 16 | 2023 | 72,117 | - 76,925 | 72,117 | - 76,925 | | | 1 | 11,070,515 | 1,805,841 | |
| 17 | 2024 | 76,925 | - 81,733 | 76,925 | - 81,733 | | | | 0 | 0 | |
| 18 | 2025 | 81,733 | - 86,540 | 81,733 | - 86,540 | 1 | | | 8,272,791 | 1,075,790 | |
| 19 | 2026 | 86,540 | - 91,348 | 86,540 | - 91,348 | | | | 0 | 0 | |
| 20 | 2027 | 91,348 | - 96,156 | 91,348 | - 96,156 | 1 | | | 8,589,346 | 890,430 | |
| Total | | | | | | | | | | 27,616,203 | 8,902,323 |
| Anualidad | | | | | | | | | | 3,697,224 | 890,430 |

Escenario 3

| N° | Año | HO | | HEO | | C | H | M | Total US\$ | VPN US\$ |
|----|------|---------|-----------|---------|-----------|---|---|---|------------------|-------------------|
| 1 | 2008 | 0 | - 5,486 | 0 | - 5,486 | | | | 0 | 0 |
| 2 | 2009 | 5,486 | - 10,971 | 5,486 | - 10,971 | 1 | | | 5,740,354 | 4,576,175 |
| 3 | 2010 | 10,971 | - 16,457 | 10,971 | - 16,457 | | | | 0 | 0 |
| 4 | 2011 | 16,457 | - 21,942 | 16,457 | - 21,942 | 1 | | | 6,056,909 | 3,849,275 |
| 5 | 2012 | 21,942 | - 27,428 | 21,942 | - 27,428 | | 1 | | 8,685,504 | 4,928,388 |
| 6 | 2013 | 27,428 | - 32,913 | 27,428 | - 32,913 | | | | 0 | 0 |
| 7 | 2014 | 32,913 | - 38,399 | 32,913 | - 38,399 | 1 | | | 6,531,741 | 2,954,628 |
| 8 | 2015 | 38,399 | - 43,884 | 38,399 | - 43,884 | 1 | | | 6,690,018 | 2,701,986 |
| 9 | 2016 | 43,884 | - 49,370 | 43,884 | - 49,370 | | | | 0 | 0 |
| 10 | 2017 | 49,370 | - 54,855 | 49,370 | - 54,855 | | | 1 | 7,509,933 | 2,417,997 |
| 11 | 2018 | 54,855 | - 60,341 | 54,855 | - 60,341 | 1 | | | 7,164,850 | 2,059,723 |
| 12 | 2019 | 60,341 | - 65,826 | 60,341 | - 65,826 | | | | 0 | 0 |
| 13 | 2020 | 65,826 | - 71,312 | 65,826 | - 71,312 | 1 | | | 7,481,405 | 1,714,545 |
| 14 | 2021 | 71,312 | - 76,797 | 71,312 | - 76,797 | | 1 | | 10,636,877 | 2,176,516 |
| 15 | 2022 | 76,797 | - 82,283 | 76,797 | - 82,283 | | | | 0 | 0 |
| 16 | 2023 | 82,283 | - 87,768 | 82,283 | - 87,768 | 1 | | | 7,956,237 | 1,297,835 |
| 17 | 2024 | 87,768 | - 93,254 | 87,768 | - 93,254 | 1 | | | 8,114,514 | 1,181,833 |
| 18 | 2025 | 93,254 | - 98,739 | 93,254 | - 98,739 | | | | 0 | 0 |
| 19 | 2026 | 98,739 | - 104,225 | 98,739 | - 104,225 | | | 1 | 9,000,281 | 1,044,994 |
| 20 | 2027 | 104,225 | - 109,710 | 104,225 | - 109,710 | 1 | | | 8,589,346 | 890,430 |
| | | | | | | | | | Total | 31,794,324 |
| | | | | | | | | | Anualidad | 4,256,585 |

Escenario 4

| N° | Año | HO | | HEO | | C | H | M | Total US\$ | VPN US\$ |
|----|------|---------|-----------|---------|-----------|---|---|---|------------------|-------------------|
| 1 | 2008 | 0 | - 8,300 | 0 | - 8,300 | | | | 0 | 0 |
| 2 | 2009 | 8,300 | - 16,600 | 8,300 | - 16,600 | 1 | | | 5,740,354 | 4,576,175 |
| 3 | 2010 | 16,600 | - 24,900 | 16,600 | - 24,900 | 1 | | | 5,898,632 | 4,198,529 |
| 4 | 2011 | 24,900 | - 33,200 | 24,900 | - 33,200 | | 1 | | 8,468,684 | 5,382,002 |
| 5 | 2012 | 33,200 | - 41,500 | 33,200 | - 41,500 | 1 | | | 6,215,186 | 3,526,664 |
| 6 | 2013 | 41,500 | - 49,800 | 41,500 | - 49,800 | 1 | | | 6,373,464 | 3,228,995 |
| 7 | 2014 | 49,800 | - 58,100 | 49,800 | - 58,100 | | | 1 | 7,013,150 | 3,172,393 |
| 8 | 2015 | 58,100 | - 66,400 | 58,100 | - 66,400 | 1 | | | 6,690,018 | 2,701,986 |
| 9 | 2016 | 66,400 | - 74,700 | 66,400 | - 74,700 | 1 | | | 6,848,295 | 2,469,564 |
| 10 | 2017 | 74,700 | - 83,000 | 74,700 | - 83,000 | | 1 | | 9,769,600 | 3,145,550 |
| 11 | 2018 | 83,000 | - 91,300 | 83,000 | - 91,300 | 1 | | | 7,164,850 | 2,059,723 |
| 12 | 2019 | 91,300 | - 99,601 | 91,300 | - 99,601 | 1 | | | 7,323,127 | 1,879,664 |
| 13 | 2020 | 99,601 | - 107,901 | 99,601 | - 107,901 | | | 1 | 8,006,716 | 1,834,933 |
| 14 | 2021 | 107,901 | - 116,201 | 107,901 | - 116,201 | 1 | | | 7,639,682 | 1,563,230 |
| 15 | 2022 | 116,201 | - 124,501 | 116,201 | - 124,501 | 1 | | | 7,797,959 | 1,424,658 |
| 16 | 2023 | 124,501 | - 132,801 | 124,501 | - 132,801 | | 1 | | 11,070,515 | 1,805,841 |
| 17 | 2024 | 132,801 | - 141,101 | 132,801 | - 141,101 | 1 | | | 8,114,514 | 1,181,833 |
| 18 | 2025 | 141,101 | - 149,401 | 141,101 | - 149,401 | 1 | | | 8,272,791 | 1,075,790 |
| 19 | 2026 | 149,401 | - 157,701 | 149,401 | - 157,701 | | | 1 | 9,000,281 | 1,044,994 |
| 20 | 2027 | 157,701 | - 166,001 | 157,701 | - 166,001 | 1 | | | 8,589,346 | 890,430 |
| | | | | | | | | | Total | 47,162,954 |
| | | | | | | | | | Anualidad | 6,314,119 |



GDE SURZ



Informe del Estudio de Costos Variables No Combustibles de la Unidad TG1 de la C.T. ILO 1 de EnerSur

ENERSUR S.A.
Av. República de Panamá 3490, San Isidro, Lima 27 - Perú
tel. (511) 616 7979 - fax (511) 616 7878

Señor
Jaime Guerra Montes de Oca
Director Ejecutivo
COES SINAC
Calle Manuel Roaud y Paz Soldán 364
San Isidro.-

Lima, 20 de Setiembre de 2011

CARTA N°: ENR/714-2011

Referencia: 1) COES/D/DP-259-2011

De nuestra consideración:

Es grato dirigirme a usted, para alcanzarle el Informe del "Estudio de Determinación del Costo Variable No Combustible de la Unidad TG1 de la Central Térmica Ilo 1 de EnerSur" el cual incluye las observaciones alcanzadas de la carta de la referencia 1. Se adjuntan a la presente 02 copias impresas de los Informes con su respectivo CD con la información requerida y el cálculo respectivo.

Cabe mencionar que el informe incluye la determinación del CVM, CVONC, CVNC, CFAM y CMarr para la mencionada unidad, los cuales han sido obtenidos de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento 34 "Determinación de los Costos de Mantenimiento de las Unidades Termoeléctricas del COES" y Procedimiento 32 "Criterios y Metodología para la Programación de la Operación de Corto Plazo de las Centrales de Generación del COES". El cuadro siguiente muestra los resultados obtenidos para cada uno de los costos mencionados:

| Grupo | CVM (USD/MWh) | CVONC (USD/MWh) | CVNC (USD/MWh) | CFAM (USD/año) | CMarr (USD/arr) |
|----------|------------------|--------------------|-------------------|-------------------|--------------------|
| TG1-ILO1 | 9.1916 | 0.0566 | 9.2482 | 49.326 | 712.29 |

Considerando lo anterior y lo establecido en los procedimientos mencionados, solicitamos a usted, la aprobación del estudio y de los costos mencionados.

Sin otro particular y agradeciendo anticipadamente su atención, nos suscribimos de usted.

Atentamente,


Rafael Flores
Gerente Comercial


Víctor Tejada
Gerente de Operaciones



**ESTUDIO DE DETERMINACIÓN
DEL COSTO VARIABLE NO
COMBUSTIBLE DE LA UNIDAD
TG1 DE LA C.T. ILO 1 DE
ENERSUR**

SETIEMBRE 2011

**ESTUDIO DE DETERMINACIÓN DEL COSTO VARIABLE NO
COMBUSTIBLE DE LA UNIDAD TG1 DE LA C.T. ILO 1 DE
ENERSUR**

INDICE

1. Objetivo
2. Antecedentes
3. Alcances
4. Metodología
5. Determinación del CVNC
 - 5.1. Descripción de las Centrales Termoeléctricas
 - 5.2. Determinación del CVONC
 - 5.3. Determinación del CVM
 - 5.3.1. Determinación de las Categorías y Períodos de Mantenimiento
 - 5.3.2. Mantenimiento de equipos auxiliares, secciones y partes complementarias
 - 5.3.3. Costo de los mantenimientos
 - 5.3.4. Flujo de mantenimiento y costos
 - 5.3.5. Determinación del CVM
 - 5.4. Determinación del CFAM
 - 5.5. Determinación del CMarr
6. Conclusiones.

ESTUDIO DE DETERMINACIÓN DEL COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE DE LA UNIDAD TG1 DE LA C.T. ILO 1 DE ENERSUR

1. OBJETIVO

El objetivo general del presente Informe Técnico – Económico (en adelante el “Informe”) es la determinación del Costo Variable No Combustible de la unidad TG1 de la central termoeléctrica ILO1 de propiedad de ENERSUR.

De manera específica se determinará para cada unidad generadora el Costo Variable No Combustible (CVNC), el Costo Variable de Operación No Combustible (CVONC), el Costo Variable de Mantenimiento (CVM), el Costo Fijo Anual de Mantenimiento (CFAM) y el Costo de Mantenimiento por Arranque (CMarr).

2. ANTECEDENTES

En el año 2000, antes de la interconexión de los subsistemas SIS y SICN, en el COES SUR se efectuó un estudio de determinación de los CVNC de todas las unidades generadoras termoeléctricas que conformaban el parque generador del subsistema SIS incluyendo las unidades de ENERSUR.

En el año 2004, ENERSUR presentó al COES SINAC un estudio para determinar los CVNC de las unidades generadoras de la Planta a Vapor de la C.T. ILO1. Los valores vigentes para dichas unidades, son aquellos utilizados en el estudio tarifario de mayo de 2004 (en adelante “Estudio CVNC 2004”).

En el año 2006, ENERSUR presentó al COES SINAC el estudio para determinar el CVNC de las unidades generadoras de la C.T. Ilo 1. El COES SINAC aprobó dicho estudio con carta COES-SINAC/D - 901 – 2006 del 07.08.2006.

Mediante Resoluciones Ministeriales N° 516-2005-MEM/DM y N° 080-2006-MEM/DM, se aprobaron los Procedimientos: N° 32 “Criterios y Metodología para la Programación de la Operación de Corto Plazo de las Centrales de Generación del COES” (en adelante “Procedimiento 32”), N° 33 “Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Termoeléctricas del COES” (en adelante “Procedimiento 33”), y N° 34 “Determinación de los Costos de Mantenimientos de las Unidades Termoeléctricas del COES” (en adelante “Procedimiento 34”).

En base a los procedimientos mencionados se ha elaborado el presente informe, de manera tal, que se ha determinado el CVNC, el CVONC según lo establecido en el Procedimiento 32 y el CVM, CFAM y CMarr según lo establecido en el Procedimiento 34.

3. ALCANCES

El alcance del Informe es:

- Recopilación de la información de los costos de los mantenimientos de la TGI de la central termoeléctrica de ILOI.
- Para la unidad generadora, se determinó: las categorías de mantenimiento, los períodos de mantenimiento y el contador indica la oportunidad de efectuar determinada categoría de mantenimiento.
- Descripción de la metodología empleada en función a lo establecido en los Procedimientos 32, 33 y 34.
- Determinación de los flujos de mantenimiento y sus respectivos costos y escenarios basados en la información histórica de horas de operación y número de arranques de los cuatro últimos años.
- Determinación de los CVNC, CVONC, CVM, CFAM y CMarr para la unidad TGI de la central termoeléctrica de ILOI.
- Informe Final con la descripción detallada del cálculo incluyendo conclusiones.

4. METODOLOGÍA

De acuerdo a lo establecido en los Procedimientos 32, 33 y 34, el CVNC se define como:

$$CVNC = CVONC + CVM$$

Donde:

CVNC: Costo Variable No Combustible

CVONC: Costo Variable de Operación No Combustible

CVM: Costo Variable de Mantenimiento

El CVONC está relacionado a consumibles agregados al proceso de combustión, por consideraciones técnicas de la unidad, y que guardan proporción directa con la producción de cada unidad. Para el caso de ENERSUR.

Los costos de los consumibles requeridos para el cálculo del CVONC, se han determinado en función de los consumos históricos de los agregados en cada proceso y se expresan por unidad de energía generada.

$$CVONC = ce \times ca$$

Donde:

ce: Consumo del agregado en función de la potencia media de la unidad.

ca: Costo del agregado.

El CVM, el CFAM y el CMarr se han determinado según lo señalado en el Procedimiento 34, por tanto, se deben establecer para cada unidad, las categorías de mantenimiento, los períodos de mantenimiento y el contador ó acumulador. Posteriormente se determina los costos de los mantenimientos de acuerdo a cada categoría establecida y luego se elaboran los flujos de los mantenimientos con sus respectivos costos. De esta manera se determina el Costo Total de Mantenimiento (CTM) anualizado desagregado en costos variables y costos fijos; por tanto el CFAM corresponderá al costo fijo determinado y el CVM se calculará como la pendiente de la regresión lineal de la curva del CTM.

De manera específica en el apartado correspondiente a la determinación del CVNC de cada unidad se explicará en detalle la metodología seguida considerando las características particulares de cada unidad generadora.

5. DETERMINACION DEL CVNC

5.1. DESCRIPCION DE LA CENTRAL TERMICA

Actualmente ENERSUR tiene tres centrales termoeléctricas en operación: C.T. ILO1, C.T. ILO21, ambas ubicadas en la provincia de Ilo, departamento de Moquegua y la C.T. Chilca 1 que opera con gas natural ubicada en Lima.

La C.T. ILO1, ubicada al norte de la ciudad de Ilo, está conformada por cuatro turbinas a vapor, cuatro calderos de fuego directo que operan con residual 500, dos turbinas a gas y un motor diesel que operan con petróleo Diesel 2. Los Cuadros 1, 2, 3 y 4 muestran las características de las unidades (TV2, TV3, TV4, TG1, TG2 y CAT KATO) de la central termoeléctrica de ILO1.

Cuadro N° 1: Características Técnicas de Turbinas a Vapor de la C.T. ILO1

| DESCRIPCION | | UNIDAD | TURBINAS A VAPOR | | |
|--------------------------------|-------|--------|-------------------|------------------|------------------|
| GRUPO | | | N° 2 | N° 3 | N° 4 |
| TURBINA DE CONDENSACION | | | | | |
| Fabricante | | | BROWN BOVERI Co | GENERAL ELECTRIC | GENERAL ELECTRIC |
| Serie | | | DSQ 2F 42 B, No B | 197791 | 197635 |
| Potencia | MW | | 22 | 66 | 66 |
| Presión de Vapor | PSIG | | 850 | 850 | 850 |
| Temperatura de Vapor | °F | | 905 | 910 | 910 |
| Vacío del Condensador | mm-Hg | | | | |
| Velocidad de Rotación | r.p.m | | 3600 | 3600 | 3600 |
| GENERADOR | | | | | |
| Fabricante | | | BROWN BOVERI Co | GENERAL ELECTRIC | GENERAL ELECTRIC |
| Tipo | | | WTH 652a, No M | | |
| Potencia Nominal | kVA | | | 81176 | 81176 |
| Tensión Nominal | V | | 13800 | 13800 | 13800 |
| Corriente Nominal | A | | | | |
| Factor de Potencia | | | 0,85 | 0,85 | 0,85 |
| Frecuencia | Hz | | 60 | 60 | 60 |
| Velocidad de Rotación | r.p.m | | 3600 | 3600 | 3600 |
| EXCITATRIZ | | | | | |
| Fabricante | | | | | |
| Tipo | | | GTD 156a No M | STATIC | STATIC |
| Potencia | kW | | 108 | | |
| Tensión | V | | 180/220 | 250 | 250 |
| Corriente | A | | | 779 | 772 |
| Frecuencia | Hz | | | | |

Cuadro N° 2: Características Técnicas de Calderas – C.T. ILO1

| DESCRIPCION | UNIDAD | CALDEROS | | | |
|------------------|-----------|-------------------------|-------------------------|------------------------|-----------------------------|
| | | N° 1 | N° 2 | N° 3 | N° 4 |
| NUMERO | | | | | |
| Fabricante | | B&W | B&W | Comb.Engineering, Inc. | ABB Comb. Engineering, Sys. |
| Tipo | | Integral-Furnace Boiler | Integral-Furnace Boiler | VU-60 Boiler | 39-VP-22 BOILER |
| Fabricación | Año | 1958 | 1958 | 1970 | |
| Producción vapor | Pounds/hr | 215000 | 215000 | 300000 | 400000 |
| Presión de Vapor | PSI | 860 | 860 | 850 | 1100 |
| Temp. de Vapor | °F | 910 | 910 | 910 | 932 |
| Combustible | | R-500 | R-500 | R-500 | R-500 |

Cuadro N° 3: Características Técnicas de Turbinas a Gas – C.T. ILO1

| DESCRIPCION | UNIDAD | TURBINAS A GAS | |
|----------------------------------|--------|-------------------|-----------------------------|
| | | N° 1 | N° 2 |
| GRUPO | | | |
| TURBINA A GAS | | | |
| Fabricante | | G.E. FRAME 6 | MARINE INDUST. DIV. OF GEN. |
| Modelo | | PG6541B | GE LM6000 |
| Tipo | | HEAVY DUTY | AERODERIVATIVA |
| Fabricación | Año | | |
| Potencia Nominal Base | kW | 39290 | 42400 |
| Velocidad de Rotación | r.p.m. | 5100 | 3600 |
| N° de etapas turbina | | 3 | 2 |
| N° etapas compresor axial | | 17 | 14 |
| Aire de entrada | | | |
| - Temperatura Promedio | °F | 59 | 59 |
| - Presión | PSIA | 14,7 | 14,7 |
| Temperatura máx. Gases de escape | °F | 1109 | 4 |
| Tipo de Combustible | | Petróleo Diesel 2 | Petróleo Diesel 2 |
| GENERADOR ELECTRICO | | | |
| Fabricante | | | BRUSH ELECTRICMACHINES |
| Tipo | | | 2 polos síncrono |
| Potencia Nominal | kVA | 45815 | 60000 |
| Tensión Nominal | V | 13800 | 13800 |
| Corriente Nominal | A | 1917 | |
| Factor de Potencia | | 0,85 | 0,9 |
| Frecuencia | Hz | 60 | 60 |
| Velocidad de Rotación | r.p.m. | 3600 | 3600 |

Cuadro N° 4: Características Técnicas del Grupo CATKATO – C.T. ILO1

| DESCRIPCION | UNIDAD | GRUPO CATKATO |
|----------------------------|--------|-------------------|
| MOTOR DIESEL | | |
| Fabricante | | CATERPILLAR |
| Serie | | 9RC00112 |
| Fabricación | Año | |
| Potencia Nominal | kW | 3300 |
| Velocidad | r.p.m. | 900 |
| Tiempos del motor | | 4 |
| Tipo de Combustible | | Petróleo Diesel 2 |
| GENERADOR ELECTRICO | | |
| Fabricante | | KATO ENGINEERING |
| Serie | | 99061 |
| Potencia Nominal | kVA | 4125 |
| Tensión Nominal | V | 4160 |
| Corriente Nominal | A | |
| Factor de Potencia | | 0,8 |
| Frecuencia | Hz | 60 |
| Velocidad de Rotación | r.p.m. | 900 |

Asimismo, existen instalaciones comunes como: sistemas de enfriamiento, sistemas de aire, sistemas de combustible, planta de hidrógeno, sistema contraincendios, planta de desmineralización, sistema de drenajes, sistema eléctrico de la planta, sistemas de ventilación, etc.

Se debe tener en cuenta, que en el caso de la Planta a Vapor de ILO1 existe un colector común al cual se inyecta vapor proveniente del caldero de recuperación de la fundición y vapor de los calderos de fuego directo de ILO1; el vapor inyectado es luego distribuido entre las turbinas que ingresen a operar. Por tanto no se puede determinar de qué caldero proviene el vapor utilizado por una determinada turbina.

Como se había mencionado en el numeral 5, el CVNC se determina como la suma del CVONC y el CVM, a continuación describiremos el cálculo de cada uno de estos componentes de la unidad TGI de la C.T. ILO1.

5.2. DETERMINACION DEL CVONC

Para determinar el CVONC se debe tomar en cuenta los agregados que se utilizan en la operación de cada una de las unidades de generación. En nuestro caso se considera el consumo de agregados para la unidad:

- Turbina a Gas TGI: Lubricantes y aceites.

Se ha determinado el Consumo Específico de Aceite para la turbina a gas en función de la estadística de los 4 últimos años. El Cuadro N° 5 muestra el resumen del consumo anual de lubricantes y aceites así como la energía producida.

Cuadro N° 5: Consumo de Lubricantes y Aceites - Turbinas a Gas

| Grupo | Item | Unidad | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
|-------|--------------------|--------|-------|--------|--------|--------|
| TGI | Consumo Lubricante | Gal | 4 | 20 | 120 | 366 |
| | Energía Generada | MWh | 1.321 | 28.520 | 12.175 | 12.663 |

Considerando la información anterior, podemos determinar el consumo específico de lubricantes; y dado que a la fecha se dispone de los datos de operación del año 2010, se divide la suma del consumo de lubricantes del 2007 al 2010 entre la suma de la energía generada durante el mismo periodo. Utilizando el costo de aceite de 6.0639 USD/gal para TGI, obtenemos el CVONC asociado al agregado lubricantes y aceites, el cual se muestra en el Cuadro N° 6.

Cuadro N° 6: CVONC asociado al agregado Lubricantes y Aceites

| Grupo | | | CVONC (USD/MWh) |
|-------|------------------------------|------------------------|-----------------|
| | Consumo Específico (Gal/MWh) | Costo Aceite (USD/Gal) | |
| TGI | 0,0093 | 6,0639 | 0,0566 |

- Turbina a Gas TGI: Agua de reposición.

Esta unidad no tiene consumo de agua de reposición en su operación.

Finalmente el CVONC de las unidades termoeléctricas de ENERSUR asociado a los agregados: lubricantes y aceites, y agua de reposición, se muestra en el Cuadro N° 7. Los resultados obtenidos se deben agregar al CVM de cada unidad a fin de obtener el CVNC.

Cuadro N° 7: Costo Variable de Operación No Combustible (CVONC)

| Grupo | CVONC Lubricantes (USD/MWh) | CVONC Agua de Reposición (USD/MWh) | CVONC Total (USD/MWh) |
|-------|-----------------------------|------------------------------------|-----------------------|
| TGI | 0,0566 | - | 0,0566 |

El Anexo 1 contiene la información, el precio de los lubricantes y los cálculos efectuados para determinar el CVONC de las unidades termoeléctricas de la C.T. IloI.

5.3. DETERMINACION DEL CVM

El CVM se ha determinado de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento 34, sin embargo se han tenido que asumir ciertas premisas, las cuales se describen en cada apartado. Para cada una de las unidades termoeléctricas se deben determinar las categorías y periodos de mantenimiento así como el contador y en base a ello determinar el flujo y los costos de mantenimiento.

Para la unidad TGI de la C.T. IloI se han establecido los periodos y las categorías de mantenimiento. El contador definido son las horas equivalentes de

operación (HEO), el cual es definido en función de las horas de operación y del tipo de combustible utilizado.

La fórmula para el cálculo de las HEO de la TG1 (ver pag. 11 Manual de Mantenimiento TG1 "GER3620J (Manual Mantto TG1).pdf") es igual a las horas de operación normales multiplicadas por un factor que depende el combustible utilizado, siendo 1 para el gas y 1.5 para el Diesel 2 y que nuestro caso, al operar la TG1 con Diesel 2, el factor es 1.5. La fórmula empleada para determinar las HEO de la TG1 es:

$$HOE (TG1) = 1.5 \times \text{Horas de Operación}$$

5.3.1. CATEGORIAS Y PERIODOS DE MANTENIMIENTO

Las categorías y periodos de mantenimiento se definen para el motor primo de la unidad de generación y todas las demás partes complementarias, secciones y/o auxiliares de la unidad de generación adecuan su mantenimiento a la del motor primo.

Las categorías de mantenimiento han sido definidas de tal manera que cada una esté conformada por actividades diferentes a las contempladas en sus mantenimientos preliminares. Por este motivo el costo total de un mantenimiento a un determinado número de horas es la suma del costo del mantenimiento de la categoría respectiva y sus predecesoras siempre y cuando las horas a las que éstas se realicen sean múltiplos de la categoría mencionada, por ejemplo el costo del mantenimiento a las 16,000 h resulta de la suma de los mantenimientos de 4,000 h; 8,000 h y 16,000 h inclusive (si existiera una categoría a 12,000 h esta no se consideraría).

Las categorías y periodos de mantenimiento, así como el contador a ser utilizado se muestran en los Cuadros N° 8 y 9.

Cuadro N° 8: Contador o acumulador

| Tipo de Unidad Generador | Contador |
|--------------------------------|---------------------------------------|
| Turbina a Gas Industrial (TG1) | Horas Equivalentes de Operación (HEO) |

Cuadro N° 9: Categorías/Periodos Mantenimiento Turbina a Gas Industrial (TG1)

| Categoría de Mantenimiento | Código | Periodos (HEO) |
|---|--------|----------------|
| Mantenimiento de cámara de combustión y toberas | M12000 | 12,000 |
| Hot Path Gas Inspection | M24000 | 24,000 |
| Inspección Mayor Over – Haul | M48000 | 48,000 |

5.3.2. COSTOS DE LOS MANTENIMIENTOS

Para cada una de las categorías de mantenimiento establecidas y para la unidad generadora se establecen los costos respectivos. Estos costos han sido recopilados de la información histórica de los mantenimientos efectuados en cada unidad y consideran datos actualizados en función a los últimos mantenimientos ejecutados.

En el Anexo 2, se encuentran el sustento de los costos.

5.3.3. REPUESTOS REPARABLES

Para una mayor eficiencia en el cálculo de los costos, se considera la reparación de los repuestos que así lo indique el fabricante. La siguiente tabla contiene la lista de los repuestos que son reparables en los mantenimientos Combustor Inspection (12,000 horas) Hot Gas Path Inspection (24,000 horas) y Mayor Inspection (48,000 horas) según lo indicado por General Electric Energy en la comunicación "Microsoft Office Outlook - Memo Style Correo GE TGI.pdf":

| Item | Numero de parte | Descripcion | Cantidad solicitada | Component |
|------|-----------------|---------------------------|---------------------|-----------|
| 1 | 112E1616G001 | FUEL NOZ ASSY-DUEL FUEL | 10 | A |
| 2 | 899E0132G003 | SLEEVE FLOW MS6001 | 10 | A |
| 3 | 101E2572G007 | 6001B TRANS PIECE | 10 | A |
| 4 | 149D2914G002 | T P BULLHORN MS6001 | 10 | A |
| 5 | 899E0116G024 | CAP & LNR MS6001 | 4 | A |
| 6 | 899E0116G025 | CAP & LNR MS6001 | 2 | A |
| 7 | 899E0116G026 | CAP & LNR MS6001 | 3 | A |
| 8 | 899E0116G027 | CAP & LNR MS6001 | 1 | A |
| 9 | 329A3228G004 | SHROUD SET 6001 STG1 F6B | 1 | B |
| 10 | 329A3229G002 | SHROUD SET 6001 2ND STG | 1 | B |
| 11 | 329A3230G002 | SHROUD SET 6001 3RD STG | 1 | B |
| 12 | 314B7162G022 | BLADE KIT.TB RTR-STG 1 F6 | 1 | B |
| 13 | 314B7163G021 | BLADE KIT.TB RTR-STG 2 | 1 | B |
| 14 | 314B7164G023 | BLADE KIT STG 3 6B | 1 | B |
| 15 | 112E6044G01 | 1ST STAGE NOZZ ASSY FR6B | 1 | B |
| 16 | 119E2094G023 | NOZZLE KIT-STG 2 F6 | 1 | B |
| 17 | 112E6642G007 | 3RD STG NOZZLE KIT F6B | 1 | B |
| 18 | 151D8781P001 | BLD STA IGV 6001 450 | 64 | C |
| 19 | 106L1705G006 | BLADE KIT CPRSR ROTOR | 1 | C |

Cuadro N° 10: Repuestos Reparables Turbina a Gas Industrial (TGI)

Los costos de reparación de los repuestos arriba indicados, se encuentran en la cotización enviada por G.E. Energy (ver archivo adjunto "Enersur 6B repairs.pdf"). Debido a que al ser reparados, los repuestos requerirán servicios adicionales de reparación, incluidos en la cotización, en el cálculo del costo total de reparación se agregan estos costos.

También es necesario tener en cuenta, que la reparación de los repuestos está sujeta a un número determinado de ciclos, después de los cuales es necesario descartarlo y recurrir a un nuevo elemento. En el manual de mantenimiento de esta unidad (ver Cuadro N°11 tomado del archivo

“GER3620J (Manual Mantto TG1).pdf”), se pueden encontrar los números de ciclos de reparación.

| PG6581B / 6BeV Parts | | | |
|-----------------------------|------------------------|------------------------------------|----------------------------------|
| | <u>Repair Interval</u> | <u>Replace Interval (Hours)</u> | <u>Replace Interval (Starts)</u> |
| Combustion Liners | CI | 4 (CI) | 4 (CI) / 5 (CI) ⁽¹⁾ |
| Caps | CI | 4 (CI) | 5 (CI) |
| Transition Pieces | CI | 4 (CI) | 4 (CI) / 5 (CI) ⁽¹⁾ |
| Fuel Nozzles | CI | 2 (CI) | 2 (CI) / 3 (CI) ⁽²⁾ |
| Crossfire Tubes | CI | 2 (CI) | 2 (CI) / 3 (CI) ⁽²⁾ |
| Flow Divider (Distillate) | CI | 3 (CI) | 3 (CI) |
| Fuel Pump (Distillate) | CI | 3 (CI) | 3 (CI) |
| Stage 1 Nozzles | HGPI | 3 (HGPI) | 3 (HGPI) |
| Stage 2 Nozzles | HGPI | 3 (HGPI) | 3 (HGPI) |
| Stage 3 Nozzles | HGPI | 3 (HGPI) | 3 (HGPI) |
| Stage 1 Shrouds | HGPI | 2 (HGPI) | 2 (HGPI) |
| Stage 2 Shrouds | HGPI | 3 (HGPI) | 4 (HGPI) |
| Stage 3 Shrouds | HGPI | 3 (HGPI) | 4 (HGPI) |
| Stage 1 Bucket | HGPI ⁽³⁾ | 2 (HGPI) / 3 (HGPI) ⁽⁴⁾ | 3 (HGPI) |
| Stage 2 Bucket | HGPI | 1 (HGPI) / 2 (HGPI) ⁽⁵⁾ | 4 (HGPI) |
| Stage 3 Bucket | HGPI | 3 (HGPI) | 4 (HGPI) |

CI = Combustion Inspection Interval
 HGPI = Hot Gas Path Inspection Interval
 (1) 4 (CI) for non-DLN / 5 (CI) for DLN
 (2) 2 (CI) for non-DLN / 3 (CI) for DLN
 (3) When recoating, perform after one hours-based Hot Gas Path Interval
 (4) 3 HGPI for 6581 / 2 HGPI for 6BeV. Assumes strip, HIP, heat treat and recoat at HGPI
 (5) 1 HGPI for 6581 / 2 HGPI for 6BeV

Figure D-3. Estimated repair and replacement cycles

Cuadro N° 11: Ciclos de Reemplazo de Repuestos Turbina a Gas Industrial (TG1)

Considerando todo esto y en base a la cotización enviada, se puede construir el costo de mantenimiento de las categorías arriba indicadas.

5.3.4. COSTOS DE REPARACIÓN

La reparación de los repuestos factibles de reparación tiene los siguientes costos:

Costo unitario de inspección: CUI

Costo unitario de la reparación: CUR

Costo total de adicionales: CA

Por lo tanto, el costo total con adicionales:

$$CUI + CUR + CA = CR$$

En las tablas del archivo “Flujo de mantenimiento TG1 rev3.xls”, se muestran los costos de los repuestos reparables, tanto en costos unitarios como en costos totales.

Por ejemplo, para el elemento 6001B Trans Piece (ítem 74 de la lista A), que incluyen diez piezas, tenemos:

Costo unitario elemento nuevo: 32,313 USD (según "Proposal 5553162.pdf")

Costo unitario de la inspección: 317 USD

Costo unitario de la reparación: 4,075 USD

Costo total de adicionales (10 piezas): 144,000 USD

Por lo tanto, el costo total con adicionales (10 piezas) es:

$$317*10 + 4,075*10 + 144,000 = 187,920 \text{ USD}$$

De la misma forma se calculan los costos para los demás repuestos reparables.

Finalmente, con estos datos es posible elaborar el flujo de costos, teniendo en cuenta los ciclos de reparación de los escenarios de acuerdo al Procedimiento 34.

5.3.5. FLUJO DE MANTENIMIENTOS Y COSTOS

Para determinar el flujo de mantenimientos y los costos asociados se deben tomar en cuenta las categorías de mantenimiento, los periodos de mantenimiento establecidos así como los costos de mantenimiento de cada categoría. El flujo de mantenimientos se elabora en función del contador establecido de la unidad termoeléctrica.

Asimismo, el flujo de mantenimientos cumple las siguientes reglas:

- a) Superposición de costos de repuestos y servicios.

Los costos de mantenimiento de repuestos de categorías diferentes se acumulan, pues deben realizarse conjuntamente. Es así, que se acumulan los costos de categorías superiores a los costos de categorías inferiores:

$$x+y$$

En el caso de los servicios, estos no deben acumularse. Es así, que se descuentan los costos de categorías superiores los costos de categorías inferiores:

$$x+y-x$$

- b) Compra de segundo juego.

Como regla, se considera que los repuestos reparables en un taller especializado se trasladan al extranjero y por lo tanto se requiere un segundo juego para el intercambio. Los repuestos reparables en campo no requieren intercambio.

Es necesaria la compra de un segundo juego de piezas para el intercambio de piezas con el fin de mantener la disponibilidad de la turbina.

c) Ciclos de reemplazo.

Las piezas reparables solo son factibles de reparación un número finito de veces, después del cual es necesario comprar un nuevo repuesto.

d) Repuestos siempre reparables.

En la realidad, la reparación indefinida no puede ser posible, pero debido a que no se cuenta completamente con información de los ciclos de reemplazo, para efectos del presente estudio se ha considerado que algunas piezas son reparables siempre.

El siguiente cuadro muestran las horas en las que se considera el flujo del costo de reparación y reemplazo de los repuestos reparables:

| Repuesto | Reparación | Ciclo de Reparación | Nuevo Juego 1 | Nuevo Juego 2 | Juego 2 |
|---------------------------|------------|---------------------|---------------|---------------|---------|
| Xfire Tube MS6001, Male | | 24 | 48 | 60 | 12 |
| Caps/Combustion Liners | Extranjero | 48 | 96 | 108 | 12 |
| Transition Pieces | Extranjero | 48 | 96 | 108 | 12 |
| Fuel Nozzles | En Campo | 24 | 24 | - | - |
| Sleeve Flow MS6001 | En Campo | 24 | 24 | - | - |
| Crossfire Tubes | Extranjero | 24 | 48 | 60 | 12 |
| Flow Divider (Distillate) | Extranjero | | | | |
| Fuel Pump (Distillate) | Extranjero | | | | |
| Stage 1 Nozzles | Extranjero | 72 | 144 | 168 | 24 |
| Stage 2 Nozzles | Extranjero | 72 | 144 | 168 | 24 |
| Stage 3 Nozzles | Extranjero | 72 | 144 | 168 | 24 |
| Stage 1 Shrouds | Extranjero | 48 | 96 | 120 | 24 |
| Stage 2 Shrouds | Extranjero | 72 | 144 | 168 | 24 |
| Stage 3 Shrouds | Extranjero | 72 | 144 | 168 | 24 |
| Stage 1 Bucket | Extranjero | 72 | 144 | 168 | 24 |
| Stage 2 Bucket | Extranjero | 48 | 96 | 120 | 24 |
| Stage 3 Bucket | Extranjero | 72 | 144 | 168 | 24 |
| Bld Sta Igv 6001 450 | Extranjero | Ilimitada | - | - | 48 |
| Blade Kit, Cprsr Rotor | Extranjero | Ilimitada | - | - | 48 |

Cuadro N° 12: Horas (miles) de Reparación, Reemplazo e Intercambios TGI ILO1

Los elementos Flow Divider y Fuel Pump no fueron indicados en la cotización del proveedor, por lo que no han sido incluidos en el flujo.

Finalmente, considerando todas estas reglas se tienen los siguientes costos: el Cuadro N° 13 muestra el resumen de los flujos de

mantenimiento considerando la reparación de los repuestos. El Cuadro N° 14 muestra el resumen de los flujos de mantenimiento considerando la compra del segundo juego para el intercambio. El Cuadro N° 15 muestra el resumen de los flujos de mantenimiento considerando la compra del nuevo juego para reemplazar el primer juego de intercambio. El Cuadro N° 16 muestra el resumen de los flujos de mantenimiento considerando la compra del nuevo juego para reemplazar el segundo juego de intercambio.

Cuadro N° 13: Costo de Mantenimientos – TGI – ILO1

| Código | HO | TGI (USD) |
|--------|--------|-----------|
| M4000 | 4,000 | 0 |
| M8000 | 8,000 | 0 |
| M12000 | 12,000 | 778,522 |
| M24000 | 24,000 | 1,487,064 |
| M48000 | 48,000 | 1,442,165 |

Cuadro N° 14: Costo de Segundo Juego – TGI – ILO1

| Código | HO | TGI (USD) |
|--------|--------|-----------|
| M4000 | 4,000 | 0 |
| M8000 | 8,000 | 0 |
| M12000 | 12,000 | 243,887 |
| M24000 | 24,000 | 4,417,363 |
| M48000 | 48,000 | 399,844 |

Cuadro N° 15: Costo de Repuestos de Reemplazo 1 – TGI – ILO1

| Código | HO | TGI (USD) |
|---------|---------|-----------|
| M24000 | 24,000 | 35,307 |
| M36000 | 36,000 | 0 |
| M48000 | 48,000 | 1,200 |
| M72000 | 72,000 | 0 |
| M96000 | 96,000 | 990,158 |
| M144000 | 144,000 | 3,669,891 |

Cuadro N° 16: Costo de Repuestos de Reemplazo 2 – ILO1

| Código | HO | TGI (USD) |
|---------|---------|-----------|
| M24000 | 24,000 | 35,307 |
| M36000 | 36,000 | 0 |
| M48000 | 48,000 | 1,200 |
| M72000 | 72,000 | 0 |
| M96000 | 96,000 | 242,687 |
| M96000 | 96,000 | 747,472 |
| M144000 | 144,000 | 3,669,891 |

En el Cuadro 16 se debe notar que la razón por la cual aparecen dos categorías de 96,000 horas es porque son flujos que corresponden a dos categorías diferentes: la compra del reemplazo 2 a 96,000 horas de la categoría de 24,000 horas y la compra del reemplazo 2 a 96,000 horas de la categoría de 12,000 horas.

También, hay que notar que dados los datos históricos de horas operación la unidad TG1, los flujos de segundo juegos originales y de reemplazo solo ocurren en el escenario 4.

5.3.6. DETERMINACION DEL CVM

De acuerdo a lo establecido en el Procedimiento 34 actual (N° 214-2010-OS/CD aprobado por OSINERGMIN en agosto de 2010), se establecen los siguientes escenarios de operación:

1. Cero horas de operación anual.
2. Mínimo horas de Operación anual.
3. Promedio de horas de Operación anual.
4. Máximo horas de Operación anual.

Cabe mencionar, que de acuerdo al Procedimiento 34, la vida útil de todas las unidades termoeléctricas se considera sea 20 años y se asume que todas las unidades son nuevas, es decir no se toma en cuenta la antigüedad de la unidad generadora.

Asimismo, también se asume que en cada escenario de operación posible, la unidad generadora operará siempre al nivel de potencia efectiva.

En nuestro caso las simulaciones de operación se han establecido a partir de las horas de operación anuales y por tanto la producción anual se determinará considerando un nivel de potencia igual al de potencia efectiva. En resumen, el flujo de mantenimientos se expresa en función del contador (HO u HEO).

Para el caso de la TG1, el costo de mantenimiento del conjunto turbina-generador es considerado junto con el promedio de los cuatro últimos años del número de arranques.

El flujo de mantenimientos así como el respectivo flujo de costos deben ser expresados en función de las horas calendario o HOE para cada uno de los escenarios de operación simulados. Posteriormente se determina el valor actual y la Anualidad del costo variable de mantenimiento (CVM) para cada escenario considerando el horizonte de veinte años. El cálculo tanto de la Anualidad y del valor actual del costo variable de mantenimiento se realiza usando la tasa de actualización de 12% (según el Art. 79° de la LCE).

La Anualidad CVM, según el procedimiento, es ajustada usando una regresión lineal con los resultados de los cuatro escenarios. Para determinar el Costo Total de Mantenimiento por año, se suma la Anualidad Ajustada CVM y el Costo Fijo de Mantenimiento por año.

En el Anexo 2, se adjunta información de proformas, facturas, y otros que sustentan el costo de mantenimiento de la unidad TG1 de ILO1. Debido a que muchos repuestos para el mantenimiento de 12,000 horas

se encontraban en el almacén de EnerSur, se utiliza la cotización enviada por el proveedor. En el Anexo 4 se muestra el detalle de la existencia del inventario de estas piezas e incluye las respuestas a las observaciones planteadas al anterior estudio presentado.

En el Anexo 3, se encuentra el detalle del cálculo del CVM y CFAM de la unidad TG1 de la C.T. ILO1 incluyendo el costo de mantenimiento de los equipos auxiliares y comunes, así como el reparto entre turbinas de vapor.

El Cuadro N° 17 muestra el CVM resultante para cada una de las unidades.

Cuadro N° 17: Costo Variable de Mantenimiento

| Grupo | CVM (USD/MWh) |
|----------|------------------|
| TG1-ILO1 | 9.1916 |

5.4. DETERMINACION DEL CFAM

Como se mencionó en el punto anterior, el CFAM corresponde al costo fijo de mantenimiento, el cual forma parte del CTM. El Cuadro N° 18 muestra el CFAM esta unidad.

Cuadro N° 18: Costo Fijo Anual de Mantenimiento

| Grupo | CFAM (USD/año) |
|----------|-------------------|
| TG1-ILO1 | 49.326 |

5.5. DETERMINACION DEL CMarr

Por el tipo de unidad generadora, la TG1, que es una turbina a gas industrial que opera con Diesel 2, tiene asociado un CMarr el cual se determina como el cociente del CFAM entre el promedio de los números de arranques considerados. El CMarr para la TG1 de ILO1 es 712.29 USD/arr.

6. CONCLUSIONES

Del estudio efectuado y los resultados obtenidos podemos concluir lo siguiente:

- Los resultados obtenidos están dentro de los estándares de CVNC de unidades termoeléctricas.
- Para la TG1 de ILO1 se ha determinado el CMarr, debido a que el costo de mantenimiento es afectado por el número de arranques.
- Se ha determinado el CVONC asociado a un solo agregado: lubricantes y aceites en función a los consumos históricos de los últimos 4 años. No existe consumo de agua de reposición.
- Los resultados de CVNC se muestran en el Cuadro N° 19

Cuadro N° 19: Resumen de Resultados de CVNC, CVONC, CVM, CFAM y CMarr

| Grupo | CVM (USD/MWh) | CVONC (USD/MWh) | CVNC (USD/MWh) | CFAM (USD/año) | CMarr (USD/arr) |
|----------|------------------|--------------------|-------------------|-------------------|--------------------|
| TGI-ILO1 | 9.1916 | 0.0566 | 9.2482 | 49,326 | 712.29 |

ANEXO 1

PRECIO DE LOS LUBRICANTES Y CÁLCULOS EFECTUADOS PARA DETERMINAR EL CVONC

COSTO VARIABLE DE OPERACIÓN NO COMBUSTIBLE

| RESULTADOS DE CVONC | | | |
|---------------------|-------------|-----------------|-----------|
| Unidad | Lubricantes | Agua Reposición | CVONC |
| | (USD/MWh) | (USD/MWh) | (USD/MWh) |
| TG1-ILO1 | 0.0566 | - | 0.0566 |

CONSUMO DE LUBRICANTES DE UNIDADES DE ENERSUR

| TG1 | Unidad | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | TOTAL |
|----------------------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|---------------|
| Consumo Lubricantes | gal | 15 | 4 | 20 | 120 | 366 | 510 |
| Energía Producida | MWh | 2,400 | 1,321 | 28,520 | 12,175 | 12,663 | 54,680 |
| Horas de Operación | h | 77 | 46 | 817 | 387 | 455 | 1,705 |
| Potencia Media | MW | 31.14 | 28.49 | 34.92 | 31.47 | 27.84 | 32.07 |
| Consumo horario | gal/h | 0.195 | 0.086 | 0.024 | 0.310 | 0.805 | 0.299 |
| Consumo Especifico | gal/MWh | 0.0063 | 0.0030 | 0.0007 | 0.0099 | 0.0289 | 0.0093 |
| CVONC TG1 (USD/MWh): | | | | | | | 0.0566 |

| | | TG1 |
|------------------|---------|--------|
| Costo Lubricante | USD/gal | 6.0639 |

ANEXO 2

COSTOS DE MANTENIMIENTO DE LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA DE ILO 1 DE ENERSUR

Los costos de mantenimiento de la Central Termoeléctrica de ILO 1 se encuentran en las hojas del archivo "02_CVM ILO1" y los montos están sustentados con los archivos que hacen referencia a las órdenes de compra, facturas o cotizaciones, las que se encuentran en las carpetas correspondientes a cada sistema y se adjunta en medio magnético en el presente informe.

Se puede ver el siguiente índice.

| INDICE DE MATERIALES | | |
|-----------------------------------|-----------------------------------|---|
| Costos Variables de Mantenimiento | | |
| SUSTENTO | CARPETA / ARCHIVO | RUTA |
| 1 TG 1 | Calculo CVnC TG 1 2010 rev_5.xls | Envio COES\CVNC ILO1 25 11 2010\Costo Variable - Ordenado por sistemas |
| Costos Fijos | | |
| SUSTENTO | CARPETA / ARCHIVO | RUTA |
| 1 TG 1 | 02_Costos Fijos rev13_RFGCOM.xlsx | Envio COES\CVNC ILO1\CFNC 10-12-2010\Costo Fijo - Ordenado por sistemas |

UNIDAD TERMICA TURBINA A GAS 1 (TG1) CENTRAL TERMICA ILO1

| ITEM | DESCRIPCION | ANOS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------------|---------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| INSUMOS Y CORRECTIVOS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | Analisis Muestreo y Muestreo | 1.731 | 1.731 | 1.731 | 1.731 | 1.731 | 1.731 | 1.731 | 1.731 | 1.731 | 1.731 | 1.731 | 1.731 | 1.731 | 1.731 | 1.731 | 1.731 | 1.731 | 1.731 | 1.731 | 1.731 |
| 2 | Mantenimiento de Equipos Industriales | 3.058 | 3.058 | 3.058 | 3.058 | 3.058 | 3.058 | 3.058 | 3.058 | 3.058 | 3.058 | 3.058 | 3.058 | 3.058 | 3.058 | 3.058 | 3.058 | 3.058 | 3.058 | 3.058 | 3.058 |
| 3 | Consumo de Lubricantes | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 |
| 4 | Consumo de Materiales Electricos | 982 | 982 | 982 | 982 | 982 | 982 | 982 | 982 | 982 | 982 | 982 | 982 | 982 | 982 | 982 | 982 | 982 | 982 | 982 | 982 |
| 5 | Consumo de Productos Quimicos | 1.659 | 1.659 | 1.659 | 1.659 | 1.659 | 1.659 | 1.659 | 1.659 | 1.659 | 1.659 | 1.659 | 1.659 | 1.659 | 1.659 | 1.659 | 1.659 | 1.659 | 1.659 | 1.659 | 1.659 |
| 6 | Consumo de Repuestos | 1.573 | 1.573 | 1.573 | 1.573 | 1.573 | 1.573 | 1.573 | 1.573 | 1.573 | 1.573 | 1.573 | 1.573 | 1.573 | 1.573 | 1.573 | 1.573 | 1.573 | 1.573 | 1.573 | 1.573 |
| 7 | Consumo de Consumibles | 591 | 591 | 591 | 591 | 591 | 591 | 591 | 591 | 591 | 591 | 591 | 591 | 591 | 591 | 591 | 591 | 591 | 591 | 591 | 591 |
| 8 | Mantenimiento Anual | 18.551 | 18.551 | 18.551 | 18.551 | 18.551 | 18.551 | 18.551 | 18.551 | 18.551 | 18.551 | 18.551 | 18.551 | 18.551 | 18.551 | 18.551 | 18.551 | 18.551 | 18.551 | 18.551 | 18.551 |
| 9 | Indicacion Emocionada | 21.159 | 21.159 | 21.159 | 21.159 | 21.159 | 21.159 | 21.159 | 21.159 | 21.159 | 21.159 | 21.159 | 21.159 | 21.159 | 21.159 | 21.159 | 21.159 | 21.159 | 21.159 | 21.159 | 21.159 |
| | TOTAL | 49.326 | 49.326 | 49.326 | 49.326 | 49.326 | 49.326 | 49.326 | 49.326 | 49.326 | 49.326 | 49.326 | 49.326 | 49.326 | 49.326 | 49.326 | 49.326 | 49.326 | 49.326 | 49.326 | 49.326 |

RESULTADOS

| CONCEPTO | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | |
|----------------------------------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--|
| Valor Actual en Costo Fijo (USD) | 44.041 | 39.222 | 36.109 | 31.948 | 27.980 | 24.060 | 20.313 | 16.922 | 13.787 | 10.882 | 8.180 | 5.661 | 3.304 | 1.083 | 0.012 | 0.046 | 0.184 | 0.474 | 0.727 | 0.918 | |
| Total Actual (USD) | 508.437 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Análisis (USD año) | 49.326 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

ANEXO 4

RESPUESTAS A LAS OBSERVACIONES TG1 ILO1 INFORME COES/D/DP-SGI-002-2011

Observaciones 5.14 y 5.15

Estas observaciones señalan que es necesario incorporar al cálculo del CVNC los precios de repuestos reparables, en lugar de precios de repuestos nuevos, en los mantenimientos de Hot Gas Path Inspection (observación 5.14) y Mayor Inspection (observación 5.15).

Reparación de Componentes

La siguiente tabla contiene la lista de los repuestos que son reparables en los mantenimientos Combustor Inspection (12,000 horas) Hot Gas Path Inspection (24,000 horas) y Mayor Inspection (48,000 horas) según lo indicado por General Electric Energy en la comunicación "Microsoft Office Outlook - Memo Style Correo GE TG1.pdf:

| Ítem | Número de parte | Descripción | Cantidad solicitada | Component |
|------|-----------------|-----------------------------|---------------------|-----------|
| 1 | 112E1616G001 | FUEL NOZ ASSY-DUEL FUEL | 10 | A |
| 2 | 899E0132G003 | SLEEVE FLOW MS6001 | 10 | A |
| 3 | 101E2572G007 | 6001B TRANS PIECE | 10 | A |
| 4 | 149D2914G002 | T P BULLHORN MS6001 | 10 | A |
| 5 | 899E0116G024 | CAP & LNR MS6001 | 4 | A |
| 6 | 899E0116G025 | CAP & LNR MS6001 | 2 | A |
| 7 | 899E0116G026 | CAP & LNR MS6001 | 3 | A |
| 8 | 899E0116G027 | CAP & LNR MS6001 | 1 | A |
| 9 | 329A3228G004 | SHROUD SET, 6001 STG1 F6B | 1 | B |
| 10 | 329A3229G002 | SHROUD SET, 6001 2ND STG | 1 | B |
| 11 | 329A3230G002 | SHROUD SET, 6001 3RD STG | 1 | B |
| 12 | 314B7162G022 | BLADE KIT, TB RTR-STG 1 F6 | 1 | B |
| 13 | 314B7163G021 | BLADE KIT TB RTR-STG 2 | 1 | B |
| 14 | 314B7164G023 | BLADE KIT STG 3 6B | 1 | B |
| 15 | 112E6044G01 | 1ST STAGE NOZZ ASSY FR6B | 1 | B |
| 16 | 119E2094G023 | NOZZLE KIT-STG 2 F6 | 1 | B |
| 17 | 112E6642G007 | 3RD STG NOZZLE KIT F6B | 1 | B |
| 18 | 151D8781P001 | BLD STA IGV 6001 450 | 64 | C |
| 19 | 106L1705G006 | BLADE KIT CPRSR ROTOR | 1 | C |

Los costos de reparación de los repuestos arriba indicados, se encuentran en la cotización enviada por GE Energy (ver archivo "Enersur 6B repairs.pdf"). Debido a que al ser reparados, los repuestos requerirán servicios adicionales de reparación, incluidos en la cotización, en el cálculo del costo total de reparación se agregan estos costos.

También es necesario tener en cuenta, que la reparación de los repuestos está sujeta a un número determinado de ciclos, después de los cuales es necesario descartarlo y recurrir a un nuevo elemento. En el manual de mantenimiento de esta unidad (ver Figure D-3 del archivo GER3620J (Manual Mantto TG1).pdf), se pueden encontrar los numero de ciclos de reparación.

| PG6581B / 6BeV Parts | | | |
|-----------------------------|------------------------|------------------------------------|----------------------------------|
| | <u>Repair Interval</u> | <u>Replace Interval (Hours)</u> | <u>Replace Interval (Starts)</u> |
| Combustion Liners | CI | 4 (CI) | 4 (CI) / 5 (CI) ⁽¹⁾ |
| Caps | CI | 4 (CI) | 5 (CI) |
| Transition Pieces | CI | 4 (CI) | 4 (CI) / 5 (CI) ⁽¹⁾ |
| Fuel Nozzles | CI | 2 (CI) | 2 (CI) / 3 (CI) ⁽²⁾ |
| Crossfire Tubes | CI | 2 (CI) | 2 (CI) / 3 (CI) ⁽²⁾ |
| Flow Divider (Distillate) | CI | 3 (CI) | 3 (CI) |
| Fuel Pump (Distillate) | CI | 3 (CI) | 3 (CI) |
| Stage 1 Nozzles | HGPI | 3 (HGPI) | 3 (HGPI) |
| Stage 2 Nozzles | HGPI | 3 (HGPI) | 3 (HGPI) |
| Stage 3 Nozzles | HGPI | 3 (HGPI) | 3 (HGPI) |
| Stage 1 Shrouds | HGPI | 2 (HGPI) | 2 (HGPI) |
| Stage 2 Shrouds | HGPI | 3 (HGPI) | 4 (HGPI) |
| Stage 3 Shrouds | HGPI | 3 (HGPI) | 4 (HGPI) |
| Stage 1 Bucket | HGPI ⁽³⁾ | 2 (HGPI) / 3 (HGPI) ⁽⁴⁾ | 3 (HGPI) |
| Stage 2 Bucket | HGPI | 1 (HGPI) / 2 (HGPI) ⁽⁵⁾ | 4 (HGPI) |
| Stage 3 Bucket | HGPI | 3 (HGPI) | 4 (HGPI) |

CI = Combustion Inspection Interval
 HGPI = Hot Gas Path Inspection Interval
 (1) 4 (CI) for non-DLN / 5 (CI) for DLN
 (2) 2 (CI) for non-DLN / 3 (CI) for DLN
 (3) When recoating, perform after one hours-based Hot Gas Path Interval
 (4) 3 HGPI for 6581 ; 2 HGPI for 6BeV; Assumes s.n.p. HIP, heat treat and recoat at HGPI
 (5) 1 HGPI for 6581 ; 2 HGPI for 6BeV

Figure D-3. Estimated repair and replacement cycles

Considerando todo esto y en base a la cotización enviada, se puede construir el costo de mantenimiento de las categorías arriba indicadas.

Costos de Reparación

En las tablas siguientes, se muestran los costos de los repuestos reparables, tanto en costos unitarios como en costos totales:

Por ejemplo, para el elemento, que incluyen diez piezas, tenemos:

6001B Trans Piece (item 74 de la lista A)

Costo unitario elemento nuevo: 32,313 USD (según "Proposal 5553162.pdf")

Costo unitario de la inspección: 317 USD
Costo unitario de la reparación: 4,075 USD
Costo total de adicionales (10 piezas): 144,000 USD

Por lo tanto el costo total con adicionales (10 piezas): $317*10+4,075*10+144,000 = 187,920$
USD

De la misma forma se calculan los costos para los demás repuestos reparables.

Finalmente, con estos datos es posible elaborar el flujo de costos, teniendo en cuenta los ciclos de reparación, de los escenarios de acuerdo al Procedimiento 34.

COTIZACION DE PARTES REPARABLES A List

Basado en el Documento Propuesta de Suministro de Partes - Oferta Presupuestal No. 5553162 rev.02

| List | Item | Número de parte | Descripción | Cantidad Solicitada | Unidad de Medida | NUEVO | | | | REPARADO | | | | Total max. Adicional | Cantidad de Vozes Reparables |
|------|----------------|-----------------|-------------------------|---------------------|------------------|-----------------|-------------|------------|-----------|-----------|-------------|------------|------------------|----------------------|------------------------------|
| | | | | | | Precio Unitario | Monto Total | P.U. Insp. | P.U. Rep. | Adicional | Total Insp. | Total Rep. | Total Ins + Rep. | | |
| A | 517866049P002 | | XFIRE TUBE MS6001 MALE | 10 | PZA | \$ 564 | \$ 5,636 | | \$ 5471 | | \$ | \$ 4,713 | \$ 4,713 | \$ | 4,713 |
| A | 72112E1616G001 | | FUEL NOZ ASSY-DUEL FUEL | 10 | SET | \$ 10,364 | \$ 103,641 | | \$ 1,725 | | \$ | \$ 73,380 | \$ 17,250 | \$ | 17,250 |
| A | 73899E013ZG003 | | SLEEVE FLOW MS6001 | 10 | SET | \$ 3,288 | \$ 32,982 | | \$ 51,148 | | \$ | \$ | \$ 11,480 | \$ | 11,693 |
| A | 74101E25ZG007 | | 6001B BRAN'S PIFCE | 10 | SET | \$ 32,813 | \$ 328,126 | | \$ 317 | | \$ 4,075 | \$ 144,000 | \$ 3,170 | \$ 40,750 | \$ 43,920 |
| A | 75149D2914G002 | | 17P BULLHORN MS6001 | 10 | SET | \$ 445 | \$ 4,452 | | \$ 5471 | | \$ | \$ | \$ 4,713 | \$ | 4,713 |
| A | 76899E011G002A | | CAP SALIN MS6001 | 4 | SET | \$ 16,930 | \$ 67,719 | | \$ 317 | | \$ 2,559 | \$ 35,920 | \$ 1,768 | \$ 10,246 | \$ 11,504 |
| A | 77899E011G002E | | CAP SALIN MS6001 | 2 | SET | \$ 16,930 | \$ 33,860 | | \$ 317 | | \$ 2,559 | \$ 17,760 | \$ 634 | \$ 5,118 | \$ 5,752 |
| A | 78899E011G002G | | CAP SALIN MS6001 | 3 | SET | \$ 16,930 | \$ 50,789 | | \$ 317 | | \$ 2,559 | \$ 26,640 | \$ 951 | \$ 7,677 | \$ 8,628 |
| A | 79899E011G0027 | | CAP SALIN MS6001 | 1 | SET | \$ 16,930 | \$ 16,930 | | \$ 317 | | \$ 2,559 | \$ 8,880 | \$ 317 | \$ 2,159 | \$ 2,876 |

COTIZACION DE PARTES REPARABLES B List

Basado en el Documento Propuesta de Suministro de Partes - Oferta Presupuestal No. 5553162 rev.02

| List | Item | Número de parte | Descripción | Cantidad Solicitada | Unidad de Medida | NUEVO | | | | REPARADO | | | | Total max. Adicional | Cantidad de Vozes Reparables |
|------|----------------|-----------------|-----------------------------|---------------------|------------------|-----------------|-------------|------------|------------|-----------|-------------|------------|------------------|----------------------|------------------------------|
| | | | | | | Precio Unitario | Monto Total | P.U. Insp. | P.U. Rep. | Adicional | Total Insp. | Total Rep. | Total Ins + Rep. | | |
| B | 52329A3228G004 | | SHROULD SET, 6001, STG1 FRB | 1 | SET | \$ 104,283 | \$ 104,283 | | \$ 42,150 | | \$ | \$ 42,150 | \$ | 42,150 | |
| B | 53329A3229G002 | | SHROULD SET, 6001, 2ND STG | 1 | SET | \$ 87,629 | \$ 87,629 | | \$ 60,380 | | \$ | \$ 60,380 | \$ | 60,380 | |
| B | 54329A3230G002 | | SHROULD SET, 6001, 3RD STG | 1 | SET | \$ 44,735 | \$ 44,735 | | \$ 60,380 | | \$ | \$ 60,380 | \$ | 60,380 | |
| B | 553148716ZG022 | | BLADE KIT, TR RTR, STG 1 F6 | 1 | SET | \$ 776,889 | \$ 776,889 | | \$ 119,320 | | \$ 49,185 | \$ 119,320 | \$ | 131,700 | |
| B | 563148716ZG021 | | BLADE KIT, TR RTR, STG 2 | 1 | SET | \$ 583,401 | \$ 583,401 | | \$ 9,770 | | \$ 11,406 | \$ 9,770 | \$ | 180,885 | |
| B | 573148716ZG023 | | BLADE KIT, STG 1 F6B | 1 | SET | \$ 535,646 | \$ 535,646 | | \$ 9,770 | | \$ 11,406 | \$ 9,770 | \$ | 70,556 | |
| B | 58112E6044G001 | | 13T STAGE NOZZ ASSY FRGB | 1 | SET | \$ 694,511 | \$ 694,511 | | \$ 10,330 | | \$ 47,335 | \$ 10,330 | \$ | 48,620 | |
| B | 59119E2994G003 | | NOZZ KIT, STG 2 F6 | 1 | SET | \$ 828,625 | \$ 828,625 | | \$ 8,150 | | \$ 68,840 | \$ 115,340 | \$ | 173,006 | |
| B | 60112E6044G002 | | 3RD STG, NOZZ KIT FRB | 1 | SET | \$ 718,588 | \$ 718,588 | | \$ 43,000 | | \$ 27,942 | \$ 8,150 | \$ 68,840 | \$ | 109,372 |

COTIZACION DE PARTES REPARABLES C List

| Basado en el Documento Propuesta de Suministro de Partes - Oferta Presupuestal No: 5553162 rey02 | | Basado en el Documento Prince estimates for Frame 6B GE Gas Turbine Parts Repairs | | | | | | | | | | | | | |
|--|------|---|------------------------|--------------------|------------------|------------|-------------|------------|------------|------------|-------------|------------|------------------|----------------------|------------------------------|
| | | NUEVO | | | | | REPARADO | | | | | | | | |
| List | Item | Numero de parte | Descripción | Cantidad Solicitad | Unidad de Medida | Precio Un. | Monto Total | P.U. Inso. | P.U. Rep. | Additional | Total Insp. | Total Rep. | Total Ins + Rep. | Total mas Additional | Cantidad de Veces Reparables |
| C | 153 | 151D8781P001 | BLD STA IGV 6001 450 | 64 | SET | \$ 2,816 | \$ 180,204 | \$ 998 | \$ 998 | \$ - | \$ - | \$ - | \$ 63,889 | \$ 102,997 | |
| C | 154 | 1064.1705G006 | BLADE KIT, CPRSR ROTOR | 1 | PZA | \$ 536,781 | \$ 536,781 | \$ 190,308 | \$ 190,308 | \$ - | \$ - | \$ - | \$ 190,308 | \$ 306,801 | |

Observación 5.16:

La observación 5.16 indica, en su primera parte, la necesidad de identificar los elementos que se encontraban en el inventario de los elementos de la lista A y que fueron utilizados en el mantenimiento de 12,000 horas. En la segunda parte indica la inconsistencia entre horas de operación de la maquina y las fechas de realización de los mantenimientos de 8,000 horas y 12,000 horas.

Primera Parte

La lista A es la lista de los repuestos que se inspeccionan, cambian ó reparan en el mantenimiento de 12,000 horas. En el mantenimiento realizado el 2007, muchos de estos repuestos existían en el almacén de EnerSur, por lo que fueron tomados de allí. Otra parte fueron adquiridos y figuran en la orden de compra "4500001289.pdf".

Si consideramos el costo total de los repuestos nuevos de la lista A y que se encuentra en el archivo "Proposal 5553162.pdf", los siguientes repuestos seleccionados según su precio total sea mayor a 1,000 dólares, representan el 98% del costo total (687,961 de 695,115 USD):

Item 4: SPRING, XFIRE TUBE RET: N/P 178C6048P001

Se encuentra registrado como ítem 17, en el archivo "TG1 Packing List 2" con una cantidad de 20 unidades, siendo la cantidad requerida según la "A list combustión inspection" igual a 20.

| | | | | | |
|----|----|----|--------|--------------|----------|
| 17 | 20 | EA | SPRING | 178C6048P001 | 8MAG6560 |
|----|----|----|--------|--------------|----------|

Item 5: XFIRE TUBE MS6001, MALE: N/P 178C6049P002

Se encuentra registrado como ítem 10, en el archivo "TG1 Packing List 2" con una cantidad de 10 unidades, siendo la cantidad requerida según la "A list combustión inspection" igual a 10.

| | | | | | |
|----|----|----|------------------------|--------------|----------|
| 10 | 10 | EA | CROSSFIRE TUBE L. 6001 | 178C6049P002 | 8MAG6560 |
|----|----|----|------------------------|--------------|----------|

Item 6: XFIRE TUBE MS6001, FEMALE: N/P 178C6050P002

Se encuentra registrado como ítem 12, en el archivo "TG1 Packing List 2" con una cantidad de 10 unidades, siendo la cantidad requerida según la "A list combustión inspection" igual a 10.

| | | | | | |
|----|----|----|-----------------------|--------------|----------|
| 12 | 10 | EA | CROSSFIRE TUBE MS6001 | 178C6050P002 | 8MAG6560 |
|----|----|----|-----------------------|--------------|----------|

Item 7: PLATE RETAINER X-FIRE: N/P 178C6065P002

Se encuentra registrado como ítem 16, en el archivo "TG1 Packing List 2" con una cantidad de 20 unidades, siendo la cantidad requerida según la "A list combustión inspection" igual a 20.

| | | | | | |
|----|----|----|-----------------------|--------------|----------|
| 16 | 20 | EA | PLATE RETAINER X FIRE | 178C6065P002 | 8MAG6560 |
|----|----|----|-----------------------|--------------|----------|

Item 8: NUT: N/P 178C6066P001

Se encuentra registrado como ítem 13, en el archivo "TG1 Packing List 2" con una cantidad de 20 unidades, siendo la cantidad requerida según la "A list combustión inspection" igual a 20.

| | | | | | |
|----|----|----|-----|--------------|----------|
| 13 | 20 | EA | NUT | 178C6066P001 | 8MAG6560 |
|----|----|----|-----|--------------|----------|

Item 9: RING PACKING: N/P 287A1614P004

Se encuentra registrado como ítem 14, en el archivo "TG1 Packing List 2" con una cantidad de 40 unidades, siendo la cantidad requerida según la "A list combustión inspection" igual a 40.

| | | | | | |
|----|----|----|--------------|--------------|----------|
| 14 | 40 | EA | RING PACKING | 287A1614P001 | 8MAG6560 |
|----|----|----|--------------|--------------|----------|

Item 20: TP BOLT: N/P 216B6753P001

Se encuentra registrado como ítem 22, en el archivo "TG1 Packing List 2" con una cantidad de 20 unidades, siendo la cantidad requerida según la "A list combustión inspection" igual a 20.

| | | | | | |
|----|----|----|-----------------------|--------------|----------|
| 22 | 20 | EA | TRANSITION PIECE BOLT | 216B6753P001 | 8MAG6560 |
|----|----|----|-----------------------|--------------|----------|

Item 24: TP BOLT, BB: N/P 219B6733P001

Se encuentra registrado como ítem 23, en el archivo "TG1 Packing List 2" con una cantidad de 20 unidades, siendo la cantidad requerida según la "A list combustión inspection" igual a 20.

| | | | | | |
|----|----|----|-----------------------|--------------|----------|
| 23 | 20 | EA | TRANSITION PIECE BOLT | 219B6733P001 | 8MAG6560 |
|----|----|----|-----------------------|--------------|----------|

Item 25: TP END SEAL MS6001: N/P 219B6786G001

Se encuentra registrado como ítem 25, en el archivo "TG1 Packing List 2" con una cantidad de 10 unidades, siendo la cantidad requerida según la "A list combustión inspection" igual a 10.

| | | | | | |
|----|----|----|---------------------------|--------------|----------|
| 25 | 10 | EA | TRANSITION PIECE END SEAL | 219B6786G001 | 8MAG6560 |
|----|----|----|---------------------------|--------------|----------|

Item 26: TPSEALSTOP MS6001: N/P 219B6788P001

Se encuentra registrado como ítem 26, en el archivo "TG1 Packing List 2" con una cantidad de 10 unidades, siendo la cantidad requerida según la "A list combustión inspection" igual a 10.

| | | | | | |
|----|----|----|---------------------------|--------------|----------|
| 26 | 10 | EA | TRANSITION PIECE SEAL TOP | 219B6788P001 | 8MAG6560 |
|----|----|----|---------------------------|--------------|----------|

Item 63: VALVE, CHECK: N/P 348A4612P002

Se encuentra registrado como ítem 79, en el archivo "TG1 Packing List 2" con una cantidad de 10 unidades.

| | | | | | |
|----|----|----|-------------|--------------|----------|
| 79 | 10 | EA | VALVE CHECK | 348A5821P002 | 8MAG6560 |
|----|----|----|-------------|--------------|----------|

El número de parte fue modificado por el fabricante, por ello también se compró 2 unidades como ítem 71 en la orden de compra 4500001289, siendo la cantidad requerida según la "A list combustión inspection" igual a 2.

| | | | | |
|----|---------|---|----|---|
| 71 | 1010100 | 2 | EA | VALVE, CHECK PART NUMBER: 348A4612P002 GENERAL ELECTRIC |
|----|---------|---|----|---|

Item 70: FLAME DETECTOR: N/P 261A1812P013

Se encuentra registrado como ítem 90, en el archivo "TG1 Packing List 1" con una cantidad de 4 unidades.

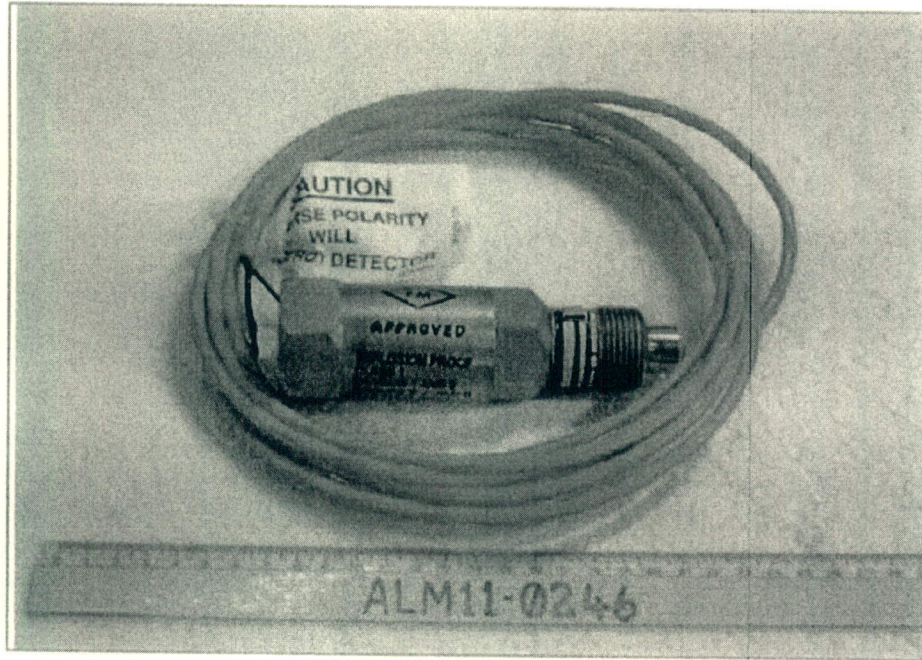
| | | | | | |
|------------------|---|----|----------|-------------------------|--------|
| 90 | 4 | EA | DETECTOR | /D4687 | 8MAG65 |
| 90 93 | 2 | FT | CABLE | 261A1812P010 | 8MAG65 |
| 92 | | | | 323A8921P002 | |

Los números de parte no son idénticos en relación a la última cotización del 2011, debido a que el GE ha modificado el número de parte, por ello también se compró 2 unidades como ítem 74 en la orden de compra 4500001289, siendo la cantidad requerida según la "A list combustión inspection" igual a 2.

| | | | | | | | | | |
|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|
| | | | | | | | | | |
|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|

También se encuentra en "Lista materiales sobrantes y usados (uso interno)" como ítem Alm11-0246.

| ALMACEN | DESCRIPCIÓN MATERIAL | UNIDAD MEDIDA BASF | Nº. ANTIGUO MATERIAL | UBICACIÓN | CATEGORÍA VAPORIZACIÓN | Nº. DE PARTE | CLASE DE VALORIFICACIÓN | FABRICANTE | CANTIDADES |
|-----------|---------------------------------|--------------------|----------------------|-----------|------------------------|--------------|-------------------------|------------------|------------|
| Alm110246 | DETECTOR FLAME(25 PDL DETECTOR) | EA | | 1.0442 | 318 | 219B6788P001 | NUEVO | GENERAL ELECTRIC | 4 |



Item 71: SPARK PLUG ASSY: N/P 196D1985G004

Se encuentra registrado como ítem 94, en el archivo "TG1 Packing List 1" con una cantidad de 2 unidades.

| | | | | | |
|----|----|----|------------------|---------------|--------|
| 94 | 2 | EA | CABLE | 323A8921P008/ | 8MAG65 |
| 95 | 2 | EA | SPARK PLUG ASSY. | 188D7948G004 | 8MAG65 |
| | →2 | EA | LOCKWIDE | | 8MAG65 |

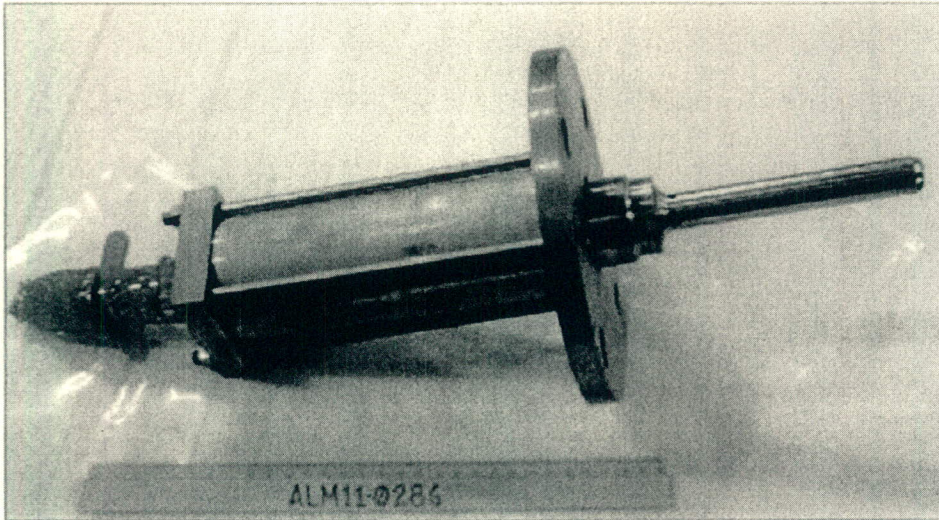
El número de parte fue modificado por el fabricante, por ello se compró una unidad como ítem 77 en la orden de compra 4500001289, siendo la cantidad requerida según la "A list combustión inspection" igual a 1.

Los números de parte tampoco son idénticos en relación a la última cotización del 2011.

| Item | Cod Stock | Qty | Unit | Description | Moneda | Price Unit | Price Total |
|------|-----------|-----|------|--|--------|------------|-------------|
| 77 | 196D1985 | 1 | EA | SPARK PLUG ASSY PART NUMBER: 196D1985G004 GENERAL ELECTRIC | USD | 1,240.87 | 1,240.87 |

Además, este ítem se encuentra en "Lista materiales sobrantes y usados (uso interno) .xls" como ítem Alm11-0286.

| ALMACÉN | DESCRIPCIÓN MATERIAL | UNIDAD MEDIDA BASE | Nº ANTIGÜO MATERIAL | UBICACIÓN 1 | CATEGORÍA VAPORIZADO | Nº DE PARTE | CLASE DE VALORACIÓN | FABRICANTE | CANTIDADES |
|------------|----------------------|--------------------|---------------------|-------------|----------------------|-------------|---------------------|------------------|------------|
| Alm11-0286 | Asm SPARK PLUG | EA | | 10492 | 300 | 18D7948G004 | NUEVO | GENERAL ELECTRIC | 1 |



Item 72: FUEL NOZ ASSY-DUEL FUEL: N/P 112E1616G001

Este es un material reparable en campo por lo cual no fue necesario comprarlo para la primera "Combustion Inspection" En la hoja de flujo de mantenimiento y cambio de partes esta así establecido.

Item 73: SLEEVE FLOW MS6001: N/P 899E0132G003

Este es un material reparable en campo por lo cual no fue necesario comprarlo para la primera "Combustion Inspection" En la hoja de flujo de mantenimiento y cambio de partes esta así establecido.

Item 74: 6001B TRANS PIECE: N/P 101E2572G007

Se encuentra registrado como ítem 116, en el archivo "TG1 inventario 2" con una cantidad de 10 unidades, siendo la cantidad requerida según la "A list combustión inspection" igual a 10.

| QTY | P/N | DESCRIPCION | ITEM | LOCACION | PRECIOS | TOTALES | OBSERVACION |
|--|-----|-------------|----------------------------------|----------|--------------|-----------|-------------|
| GT COMBUSTION INSPECTION CAPITAL SPARE | | | | | | | |
| 10 | EA | G051404 | FUEL NOZZLE OIL TIP (SHROED CAP) | 112 | BOX 1 - F | 576.15 | 5.761.50 |
| 10 | EA | G05140A | FUEL NOZZLE OIL CARTRIDGE INLET | 113 | BOX 1 - E | 345.45 | 3.454.50 |
| 10 | EA | G05140A | FUEL NOZZLE OIL CONE | 114 | BOX 1 - E | 324.45 | 3.244.50 |
| 10 | EA | G0514P1 | FUEL NOZZLE OIL SWIBLER AIR | 115 | BOX 1 - E | 617.40 | 6.174.00 |
| 10 | EA | G070200 | TRANS PC ASM. COMB. ASSEMBLY | 116 | ALM #2-BOX-3 | 18.375.00 | 183.750.00 |

Además, está registrado como BOD 20601 en "Lista materiales sobrantes y usados (uso interno). xls ". Se adjunta foto.

| ALMACEN | DESCRIPCION MATERIAL | UNIDAD MEDIDA BASF | Nº ANTIQUO MATERIAL | LOCACION | CATEGORIA VAPOREZ ACO | Nº DE PARTE | CLASE DE VALORACION | FABRICANTE | CANTIDADES |
|-----------|----------------------------|--------------------|---------------------|--------------|-----------------------|-------------|---------------------|------------------|------------|
| BOD 20601 | TRANS PC ASM COMB ASSEMBLY | EA | 101E2572G007 | ALM #2-BOX-3 | 116 | G070200 | NUEVO | GENERAL ELECTRIC | 10 |



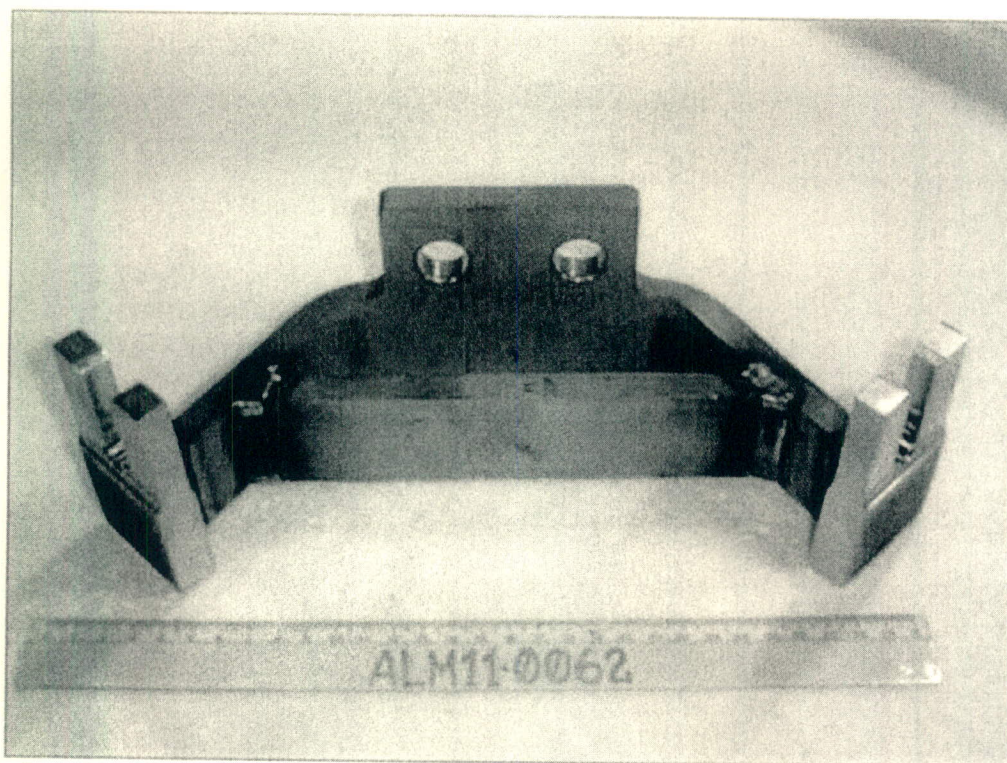
Item 75: T/P BULLHORN MS6001: N/P 149D2914G002

Se encuentra registrado como ítem 21, en el archivo "TG1 Packing List 2" con una cantidad de 10 unidades, siendo la cantidad requerida según la "A list combustión inspection" igual a 10.

| | | | | | |
|----|----|----|---------------------------|--------------|----------|
| 20 | 16 | EA | BOLT 12 POINT | N733P29020 | 8MAG6560 |
| 21 | 10 | EA | TRANSITION PIECE BULLHORN | 149D2914G002 | 8MAG6560 |
| 22 | 20 | EA | TRANSITION PIECE BOLT | 216B6753P001 | 8MAG6560 |

Además, se encuentra en el archivo "Lista materiales sobrantes y usados (uso interno).xls", como el ítem Alm11-0062. Se adjunta la foto del elemento.

| ALMACÉN | DESCRIPCIÓN MATERIAL | UNIDAD MEDIDA BASE | Nº ANTIGÜO MATERIAL | UBICACIÓN | CATEGORÍA VAPORIZADO | Nº DE PARTE | CLASE DE VALORACIÓN | FABRICANTE | CANTIDADES |
|------------|---------------------------|--------------------|---------------------|-----------|----------------------|--------------|---------------------|------------------|------------|
| ALM11-0062 | TRANSITION PIECE BULLHORN | EA | | ELIWI | MS | 149D2914G002 | NEU | GENERAL ELECTRIC | 1 |



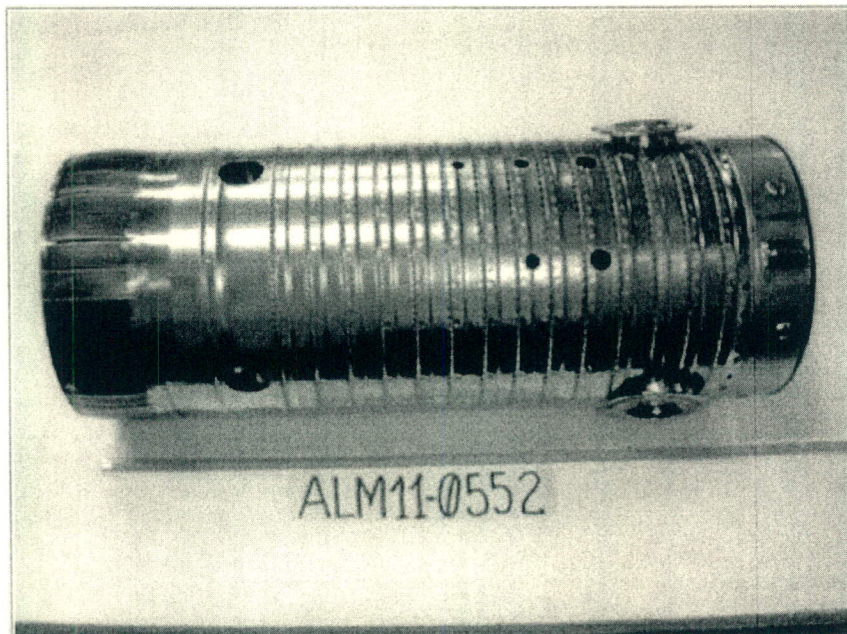
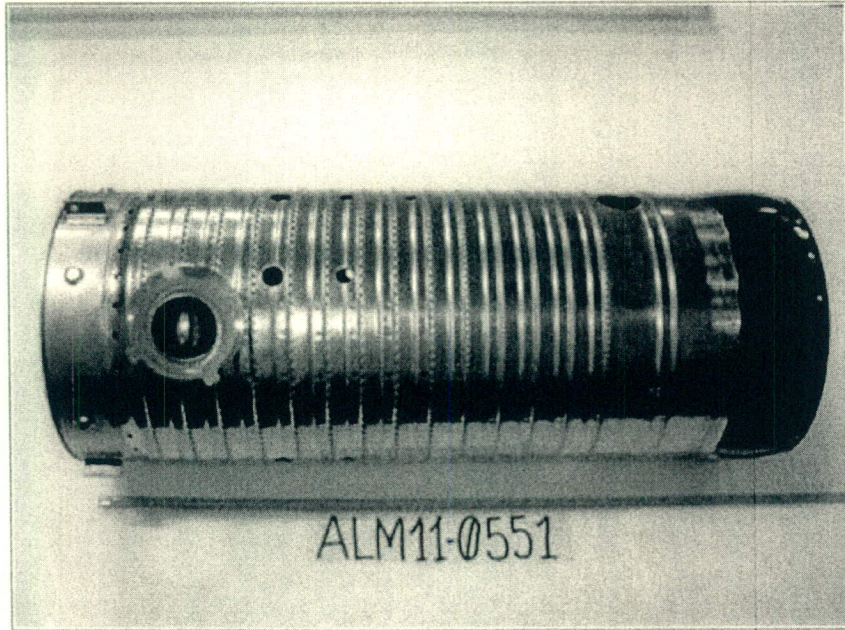
Ítems 76, 77, 78, 79: CAP&LNR MS6001: N/P 899E0116G024, 899E0116G025, 899E0116G026, 899E0116G027 , CANTIDAD 10

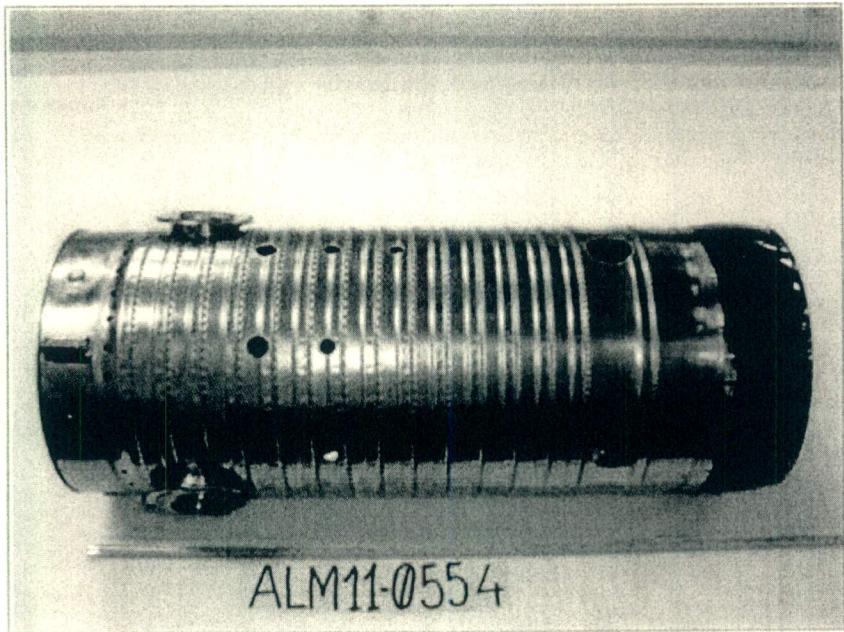
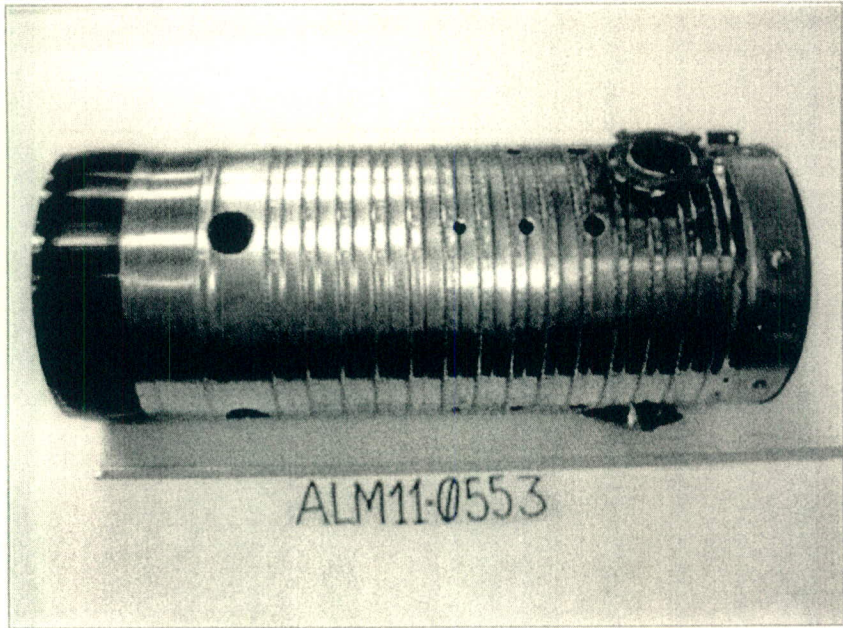
Estos componentes están registrados como ítems 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, respectivamente en el archivo "TG1 inventario 2" con una cantidad total de 10 unidades, siendo la cantidad total requerida según la "A list combustión inspection" igual a 10 unidades.

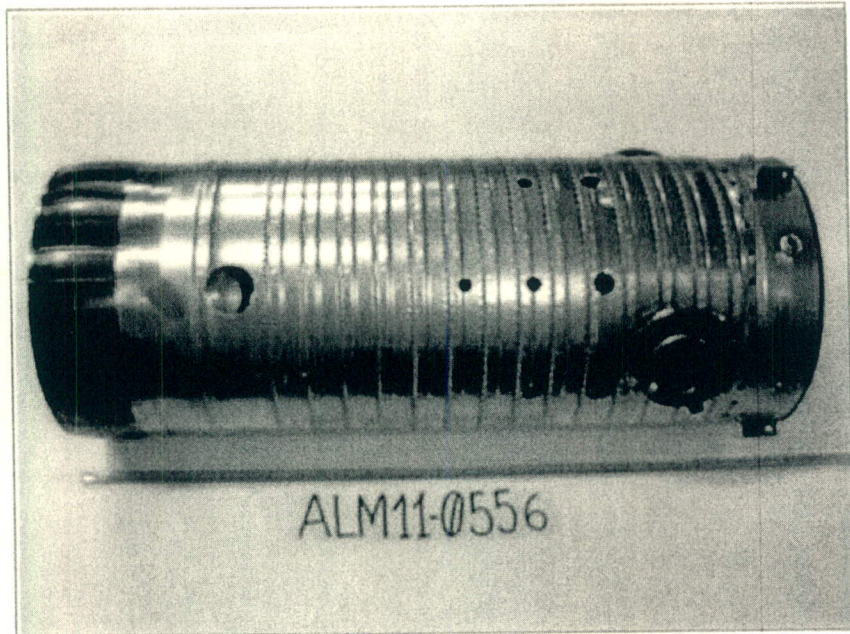
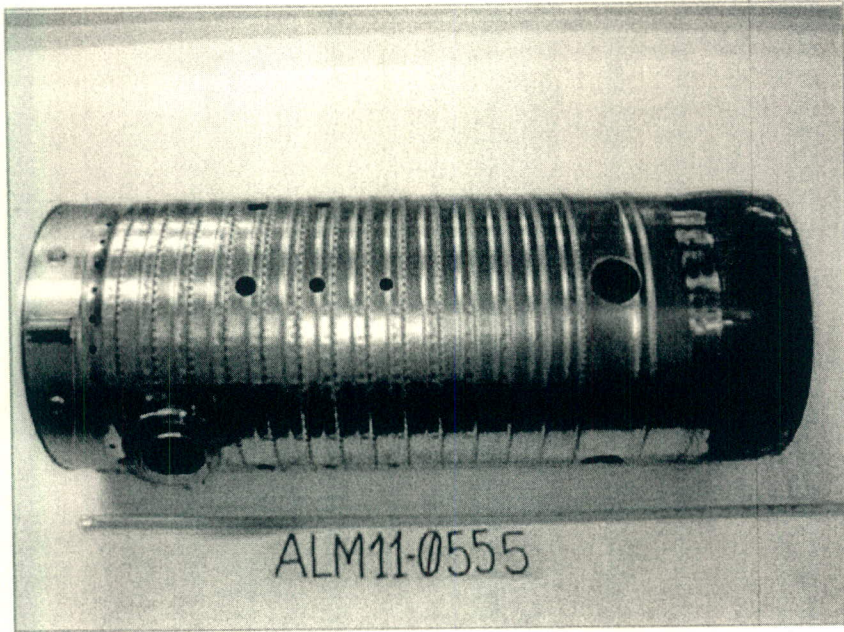
| CAP & LINER ASSY. COMBUSTION, ARRGT | | | | | | | |
|-------------------------------------|----|---------|-------------------------------------|-----|-------|-----------|-----------|
| 01 | EA | G070301 | CAP & LINER ASSY. COMBUSTION, LINER | 117 | BOX 2 | 12,644.10 | 12,644.10 |
| 01 | EA | G070301 | CAP & LINER ASSY. COMBUSTION, LINER | 118 | BOX 2 | 12,644.10 | 12,644.10 |
| 01 | EA | G070301 | CAP & LINER ASSY. COMBUSTION, LINER | 119 | BOX 2 | 12,644.10 | 12,644.10 |
| 01 | EA | G070301 | CAP & LINER ASSY. COMBUSTION, LINER | 120 | BOX 2 | 12,644.10 | 12,644.10 |
| 01 | EA | G070301 | CAP & LINER ASSY. COMBUSTION, LINER | 121 | BOX 2 | 12,644.10 | 12,644.10 |
| 01 | EA | G070301 | CAP & LINER ASSY. COMBUSTION, LINER | 122 | BOX 2 | 12,644.10 | 12,644.10 |
| 01 | EA | G070301 | CAP & LINER ASSY. COMBUSTION, LINER | 123 | BOX 2 | 12,644.10 | 12,644.10 |
| 01 | EA | G070301 | CAP & LINER ASSY. COMBUSTION, LINER | 124 | BOX 2 | 12,644.10 | 12,644.10 |
| 01 | EA | G070301 | CAP & LINER ASSY. COMBUSTION, LINER | 125 | BOX 2 | 12,644.10 | 12,644.10 |
| 01 | EA | G070301 | CAP & LINER ASSY. COMBUSTION, LINER | 126 | BOX 2 | 12,644.10 | 12,644.10 |

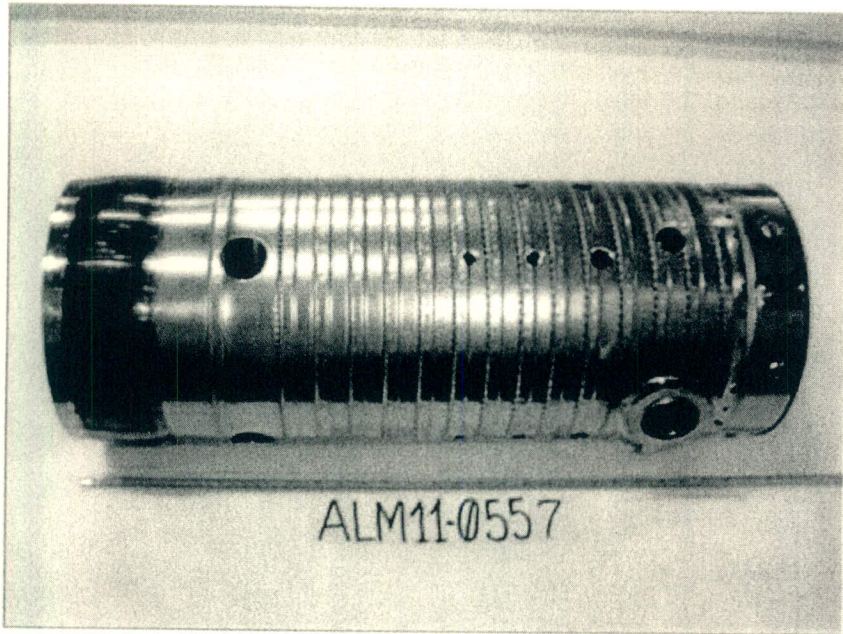
Además, están registrados como BOD 20601 en el archivo "Lista materiales sobrantes y usados (uso interno).xls". Hay que indicar que el ítem 77 con número de parte 899E0116G025 se encuentra registrado con el número 899E0116G033. Se adjuntan las fotos respectivas.

| ALMACEN | DESCRIPCIÓN MATERIAL | UNIDAD MEDIDA BASE | Nº ARTÍCULO MATERIAL | UBICACIÓN | CATEGORÍA VAPORIZADOR | Nº DE PARTE | CLASE DE VALORACIÓN | FABRICANTE | CANTIDADES |
|------------|-----------------------------------|--------------------|----------------------|-----------|-----------------------|-------------|---------------------|------------------|------------|
| Alm11-0551 | CAP & LINER ASSY COMBUSTION LINER | EA | | T10742 | 3008 | 899F016G024 | NUEVO | GENERAL ELECTRIC | 1 |
| Alm11-0552 | CAP & LINER ASSY COMBUSTION LINER | EA | | T10743 | 3008 | 899E016G027 | NUEVO | GENERAL ELECTRIC | 1 |
| Alm11-0553 | CAP & LINER ASSY COMBUSTION LINER | EA | | T10744 | 3008 | 899E016G024 | NUEVO | GENERAL ELECTRIC | 1 |
| Alm11-0554 | CAP & LINER ASSY COMBUSTION LINER | EA | | T10741 | 3008 | 899E016G024 | NUEVO | GENERAL ELECTRIC | 1 |
| Alm11-0555 | CAP & LINER ASSY COMBUSTION LINER | EA | | T10751 | 3008 | 899E016G031 | NUEVO | GENERAL ELECTRIC | 1 |
| Alm11-0556 | CAP & LINER ASSY COMBUSTION LINER | EA | | T10752 | 3008 | 899E016G031 | NUEVO | GENERAL ELECTRIC | 1 |
| Alm11-0557 | CAP & LINER ASSY COMBUSTION LINER | EA | | T10753 | 3008 | 899E016G026 | NUEVO | GENERAL ELECTRIC | 1 |
| Alm11-0558 | CAP & LINER ASSY COMBUSTION LINER | EA | | T10754 | 3008 | 899E016G026 | NUEVO | GENERAL ELECTRIC | 1 |
| Alm11-0559 | CAP & LINER ASSY COMBUSTION LINER | EA | | T10755 | 3008 | 899E016G026 | NUEVO | GENERAL ELECTRIC | 1 |
| Alm11-0560 | CAP & LINER ASSY COMBUSTION LINER | EA | | T10757 | 3008 | 899E016G024 | NUEVO | GENERAL ELECTRIC | 1 |

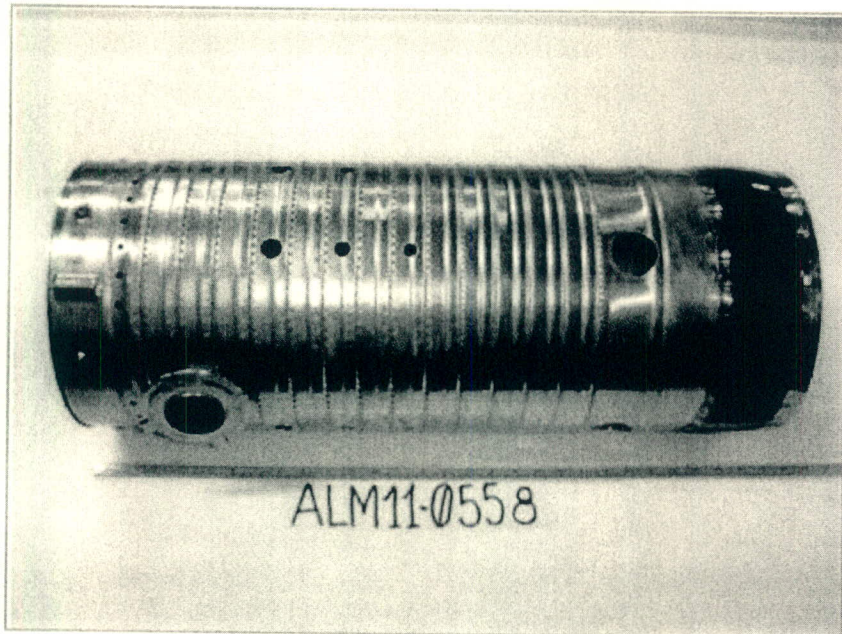




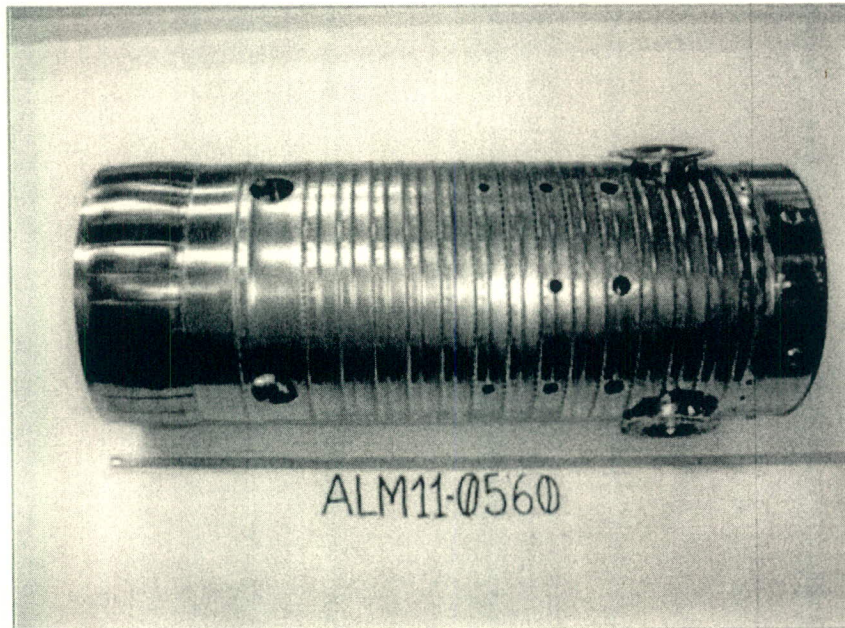
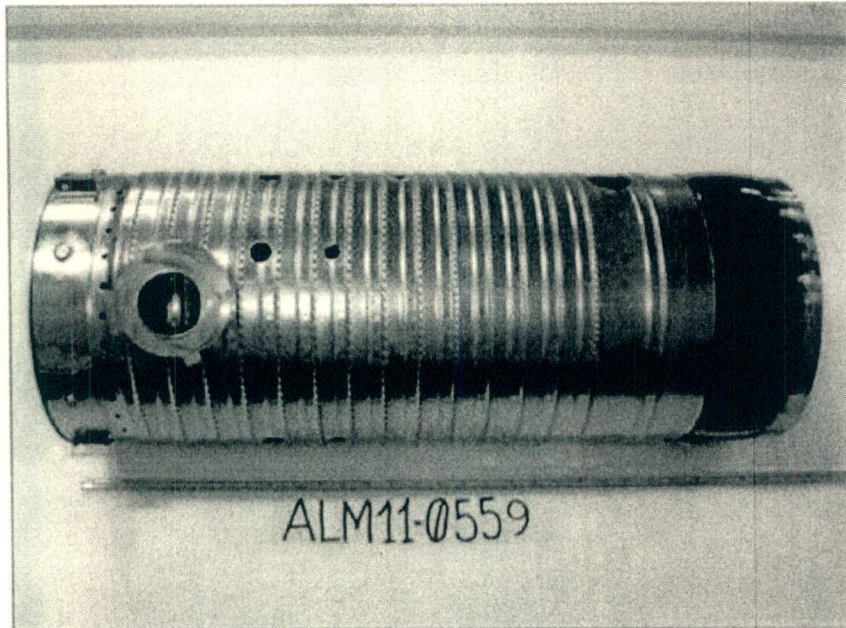




ALM11-0557



ALM11-0558



Segunda Parte

El mantenimiento de 8,000 horas corresponde al mantenimiento de los equipos auxiliares de la turbina, donde no influye el número de arranques. Lo que indica el manual es realizarlo cada 8,000 horas de operación ó un año cronológico (lo que ocurra primero). Entonces, esta actividad se debe realizar todos los años corra ó no corra la maquina y se deben cambiar los repuestos indicados (los cuales en su mayoría corresponde a filtros y consumibles).

La única excepción a esto, son los filtros de aire, los cuales se deben cambiar cada 4 años debido a la corrosión. Por lo tanto, se retirará toda la categoría de mantenimiento de 8,000 horas y además de 4,000 horas debido a que corresponden a los costos fijos, dado el modo de operación que tiene esta máquina.



Informe del Estudio de Costos Variables No
Combustibles de la Unidad TG2 de la C.T. ILO 1
de EnerSur

ENERSUR S.A.

Av. República de Panamá 3490, San Isidro, Lima 27 - Perú
tel. (511) 616 7979 - fax (511) 616 7878

Señor
Jaime Guerra Montes de Oca
Director Ejecutivo
COES SINAC
Calle Manuel Roaud y Paz Soldán 364
San Isidro.-

Lima, 19 de Julio de 2011

CARTA N°: ENR/527-2011

Referencia: 1) COES/D/DP-259-2011

De nuestra consideración:

Es grato dirigirme a usted, para alcanzarle el Informe del "Estudio de Determinación del Costo Variable No Combustible de las Unidades TG2 de la Central Térmica Ilo 1 de EnerSur" el cual incluye las observaciones alcanzadas de la carta de la referencia 1. Se adjuntan a la presente 02 copias impresas de los Informes con su respectivo CD con la información requerida y el cálculo respectivo.

Cabe mencionar que el informe incluye la determinación del CVM, CVONC, CVNC, CFAM y CMarr para las mencionadas unidades, los cuales han sido obtenidos de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento 34 "Determinación de los Costos de Mantenimiento de las Unidades Termoeléctricas del COES" y Procedimiento 32 "Criterios y Metodología para la Programación de la Operación de Corto Plazo de las Centrales de Generación del COES". El cuadro siguiente muestra los resultados obtenidos para cada uno de los costos mencionados:

| Grupo | CVM (USD/MWh) | CVONC (USD/MWh) | CVNC (USD/MWh) | CFAM (USD/año) | CMarr (USD/arr) |
|----------|------------------|--------------------|-------------------|-------------------|--------------------|
| TG2-ILO1 | 10.2740 | 0.0467 | 10.3207 | 38.087 | - |

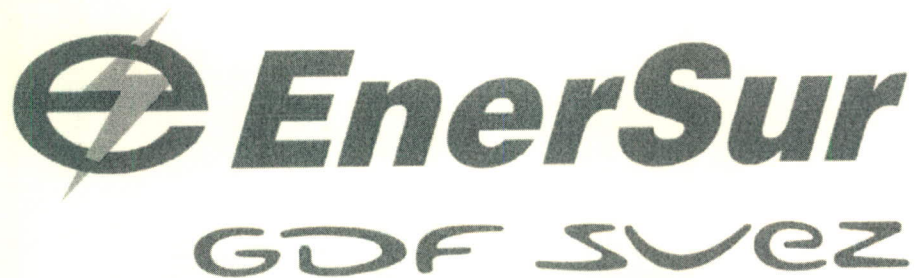
Considerando lo anterior y lo establecido en los procedimientos mencionados, solicitamos a usted, la aprobación del estudio y de los costos mencionados.

Sin otro particular y agradeciendo anticipadamente su atención, nos suscribimos de usted.

Atentamente,


Rafael Flores
Gerente Comercial


Víctor Tejada
Gerente de Operaciones



**ESTUDIO DE DETERMINACIÓN
DEL COSTO VARIABLE NO
COMBUSTIBLE DE LAS
UNIDADES TG2 DE LA C.T. ILO 1
DE ENERSUR**

JULIO 2011

ESTUDIO DE DETERMINACIÓN DEL COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE DE LAS UNIDADES TG2 DE LA C.T. ILO 1 DE ENERSUR

INDICE

1. Objetivo
2. Antecedentes
3. Alcances
4. Metodología
5. Determinación del CVNC
 - 5.1. Descripción de las Centrales Termoeléctricas
 - 5.2. Determinación del CVONC
 - 5.3. Determinación del CVM
 - 5.3.1. Determinación de las Categorías y Períodos de Mantenimiento
 - 5.3.2. Mantenimiento de equipos auxiliares, secciones y partes complementarias
 - 5.3.3. Costo de los mantenimientos
 - 5.3.4. Flujo de mantenimiento y costos
 - 5.3.5. Determinación del CVM
 - 5.4. Determinación del CFAM
 - 5.5. Determinación del CMarr
6. Conclusiones.

ESTUDIO DE DETERMINACIÓN DEL COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE DE LA UNIDAD TG2 DE LA C.T. ILO 1 DE ENERSUR

1. OBJETIVO

El objetivo general del presente Informe Técnico – Económico (en adelante el “Informe”) es la determinación del Costo Variable No Combustible de la unidad TG2 de la central termoeléctrica ILO1 de propiedad de EnerSur.

De manera específica se determinará para cada unidad generadora el Costo Variable No Combustible (CVNC), el Costo Variable de Operación No Combustible (CVONC), el Costo Variable de Mantenimiento (CVM), el Costo Fijo Anual de Mantenimiento (CFAM) y el Costo de Mantenimiento por Arranque (CMarr).

2. ANTECEDENTES

En el año 2000, antes de la interconexión de los subsistemas SIS y SICN, en el COES SUR se efectuó un estudio de determinación de los CVNC de todas las unidades generadoras termoeléctricas que conformaban el parque generador del subsistema SIS incluyendo las unidades de EnerSur.

En el año 2004, EnerSur presentó al COES SINAC un estudio para determinar los CVNC de las unidades generadoras de la Planta a Vapor de la C.T. ILO1. Los valores vigentes para dichas unidades, son aquellos utilizados en el estudio tarifario de mayo de 2004 (en adelante “Estudio CVNC 2004”).

En el año 2006, EnerSur presentó al COES SINAC el estudio para determinar el CVNC de las unidades generadoras de la C.T. Ilo 1. El COES SINAC aprobó dicho estudio con carta COES-SINAC/D - 901 – 2006 del 07.08.2006.

EnerSur, en atención a lo establecido en el numeral 5 del Procedimiento No 34, remitió el 19.05.2010 al COES SINAC la carta ENR/257-2010 con el Estudio de Determinación del Costo Variable No Combustible de las unidades generadoras TV2, TV3, TV4, TG1 y TG2 de la C.T. Ilo1.

El COES remitió a EnerSur el 15.06.2010, la carta COES/D/DO-547-2010 y el Informe Técnico SPR-227-2010 con las observaciones al referido Estudio.

EnerSur remitió al COES SINAC la carta ENR/011-2011, el 12.01.2011, con la absolución de observaciones planteadas y la actualización del Estudio de determinación del Costo Variable No Combustible de las unidades generadoras de su C.T. Ilo1.

El COES SINAC remitió a EnerSur las cartas COES/D/DO-224-2011 y COES/D/DO-250-2011 el 28.02.2011 y 09.03.2011 respectivamente, conteniendo nuevas observaciones al Estudio del Costo Variable No Combustibles de las unidades generadoras de la C.T. Ilo 1.

EnerSur remitió al COES SINAC la carta ENR/305-2011 el 13.05.2011, con la absolución de observaciones, así como la actualización del Estudio de Determinación del Costo Variable No Combustible de las unidades generadoras de la C.T. Ilo I.

El COES SINAC remitió a EnerSur la carta COES/D/DP-259-2011 el 13.06.2011 conteniendo el Informe COES/D/DP-SGI-002-2011 y rechazando el Informe enviado, el cual incluía observaciones respecto a la unidad TG2 de la C.T. Ilo I.

Mediante Resoluciones Ministeriales N° 516-2005-MEM/DM y N° 080-2006-MEM/DM, se aprobaron los Procedimientos: N° 32 "Criterios y Metodología para la Programación de la Operación de Corto Plazo de las Centrales de Generación del COES" (en adelante "Procedimiento 32"), N° 33 "Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Termoeléctricas del COES" (en adelante "Procedimiento 33"), y N° 34 "Determinación de los Costos de Mantenimientos de las Unidades Termoeléctricas del COES" (en adelante "Procedimiento 34").

En base a los procedimientos mencionados se ha elaborado el presente informe, de manera tal, que se ha determinado el CVNC, el CVONC según lo establecido en el Procedimiento 32 y el CVM, CFAM y CMarr según lo establecido en el Procedimiento 34.

3. ALCANCES

El alcance del Informe es:

- Recopilación de la información de los costos de los mantenimientos de la unidad TG2 de la central termoeléctrica de ILO1.
- Para cada unidad generadora, se determinó: las categorías de mantenimiento, los períodos de mantenimiento y el contador indica la oportunidad de efectuar determinada categoría de mantenimiento.
- Descripción de la metodología empleada en función a lo establecido en los Procedimientos 32, 33 y 34.
- Determinación de los flujos de mantenimiento y sus respectivos costos y escenarios basados en la información histórica de horas de operación y número de arranques de los cuatro últimos años.
- Determinación de los CVNC, CVONC, CVM, CFAM y CMarr para cada la unidad TG2 de la central termoeléctrica de ILO1.
- Informe Final con la descripción detallada del cálculo incluyendo conclusiones.
- Absolución de las observaciones del informe COES/D/DP-SGI-002-2011 respecto de la unidad TG2.

4. METODOLOGÍA

De acuerdo a lo establecido en los Procedimientos 32, 33 y 34, el CVNC se define como:

$$CVNC = CVONC + CVM$$

Donde:

CVNC: Costo Variable No Combustible

CVONC: Costo Variable de Operación No Combustible

CVM: Costo Variable de Mantenimiento

El CVONC está relacionado a consumibles agregados al proceso de combustión, por consideraciones técnicas de la unidad, y que guardan proporción directa con la producción de cada unidad. Para el caso de EnerSur,

Los costos de los consumibles requeridos para el cálculo del CVONC, se han determinado en función de los consumos históricos de los agregados en cada proceso y se expresan por unidad de energía generada.

$$CVONC = ce \times ca$$

Donde:

ce: Consumo del agregado en función de la potencia media de la unidad.

ca: Costo del agregado.

El CVM, el CFAM y el CMarr se han determinado según lo señalado en el Procedimiento 34, por tanto, se deben establecer para cada unidad, las categorías de mantenimiento, los periodos de mantenimiento y el contador ó acumulador. Posteriormente se determina los costos de los mantenimientos de acuerdo a cada categoría establecida y luego se elaboran los flujos de los mantenimientos con sus respectivos costos. De esta manera se determina el Costo Total de Mantenimiento (CTM) anualizado desagregado en costos variables y costos fijos; por tanto el CFAM corresponderá al costo fijo determinado y el CVM se calculará como la pendiente de la regresión lineal de la curva del CTM.

De manera específica en el apartado correspondiente a la determinación del CVNC de cada unidad se explicará en detalle la metodología seguida considerando las características particulares de cada unidad generadora.

5. DETERMINACION DEL CVNC

5.1. DESCRIPCION DE LA CENTRAL TERMICA

Actualmente EnerSur tiene tres centrales termoeléctricas en operación: C.T. ILO1, C.T. ILO21, ambas ubicadas en la provincia de Ilo, departamento de Moquegua y la C.T. Chilca 1 que opera con gas natural y que se encuentra ubicada en Lima.

La C.T. ILO1, ubicada al norte de la ciudad de Ilo, está conformada por cuatro turbinas a vapor, cuatro calderos de fuego directo que operan con residual 500, dos turbinas a gas y un motor diesel que operan con petróleo Diesel 2. El Cuadro 1 muestra las características de la unidad TG2 de la central termoeléctrica ILO1.

Cuadro N° 1: Características Técnicas de Turbinas a Gas – C.T. ILO1

| DESCRIPCIÓN | UNIDAD | TURBINAS A GAS |
|-------------------------------------|--------|-----------------------------|
| GRUPO | | N° 2 |
| TURBINA A GAS | | |
| Fabricante | | MARINE INDUST. DIV. OF GEN. |
| Modelo | | GE LM6000 |
| Tipo | | AERODERIVATIVA |
| Fabricación | Año | 1992 |
| Potencia Nominal Base | kW | 42400 |
| Velocidad de Rotación (HP/LP) | r.p.m. | 12000/3600 |
| N° de etapas turbina (HPT/LPT) | | 2/5 |
| N° etapas compresor axial (HPC/LPC) | | 14/5 |
| Aire de entrada | | |
| - Temperatura Promedio | °F | 59 |
| - Presión | PSIA | 14.7 |
| Temperatura máx. Gases de escape | F | 700 |
| Tipo de Combustible | | Petróleo Diesel 2 |
| GENERADOR ELECTRICO | | |
| Fabricante | | BRUSH ELECTRIC MACHINES |
| Tipo | | 2 polos síncrono |
| Potencia Nominal | kVA | 60000 |
| Tensión Nominal | V | 13800 |
| Corriente Nominal | A | |
| Factor de Potencia | | 0.9 |
| Frecuencia | Hz | 60 |
| Velocidad de Rotación | r.p.m. | 3600 |

Asimismo, existen instalaciones comunes como: sistemas de enfriamiento, sistemas de aire, sistemas de combustible, planta de hidrógeno, sistema contra incendios, planta de desmineralización, sistema de drenajes, sistema eléctrico de la planta, sistemas de ventilación, etc.

Como se había mencionado en el numeral 4, el CVNC se determina como la suma del CVONC y el CVM. A continuación describiremos el cálculo de cada uno de estos componentes para cada unidad termoeléctrica de la C.T. ILO1.

5.2. DETERMINACION DEL CVONC

Para determinar el CVONC se debe tomar en cuenta los agregados que se utilizan en la operación de cada una de las unidades de generación. En nuestro caso se consideran el consumo de agregados para las unidades:

- Turbinas a TG 2: Lubricantes.

Para el caso de lubricantes, se ha determinado el Consumo Específico de Aceite para cada turbina a vapor y turbina a gas en función de la estadística de los 4 últimos años. El Cuadro N° 2 muestra el resumen del consumo anual de lubricantes y aceites así como la energía producida.

Cuadro N° 2: Consumo de Lubricantes y Aceites - Turbinas a Gas

| Grupo | Item | Unidad | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
|-------|--------------------|--------|-------|--------|--------|--------|
| TG2 | Consumo Lubricante | Gal | 32 | 16 | 11 | 14 |
| | Energía Generada | MWh | 2,632 | 42,425 | 29,626 | 24,134 |

Considerando la información anterior, podemos determinar el consumo específico de lubricantes; se divide la suma del consumo de lubricantes del 2007 al 2010 entre la suma de la energía generada durante el mismo periodo. Utilizando el costo de aceite 63.6667 USD/gal para la TG2, obtenemos el CVONC asociado al agregado lubricantes y aceites, el cual se muestra en el Cuadro N° 3.

Cuadro N° 3: CVONC asociado al agregado Lubricantes y Aceites

| Grupo | | | CVONC (USD/MWh) |
|-------|------------------------------|------------------------|-----------------|
| | Consumo Especifico (Gal/MWh) | Costo Aceite (USD/Gal) | |
| TG2 | 0.0007 | 63.6667 | 0.0467 |

Finalmente el CVONC de la unidad termoeléctrica TG2 de EnerSur asociado a los agregados: lubricantes y aceites, y agua de reposición, se muestra en el Cuadro N° 4. Los resultados obtenidos se deben agregar al CVM de cada unidad a fin de obtener el CVNC.

Cuadro N° 4: Costo Variable de Operación No Combustible (CVONC)

| Grupo | CVONC Lubricantes (USD/MWh) | CVONC Agua de Reposición (USD/MWh) | CVONC Total (USD/MWh) |
|-------|-----------------------------|------------------------------------|-----------------------|
| TG2 | 0.0467 | - | 0.0467 |

El Anexo 1 contiene la información, el precio de los lubricantes y los cálculos efectuados para determinar el CVONC de la unidad termoeléctrica TG2 de la C.T. Ilo1.

5.3. DETERMINACION DEL CVM

El CVM se ha determinado de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento 34, Para tal efecto se han tenido que asumir algunas premisas, las cuales se describen en cada apartado. Para cada una de las unidades termoeléctricas se deben determinar las categorías y periodos de mantenimiento así como el contador y en base a ello determinar el flujo y los costos de mantenimiento.

Para la unidad TG2 de la C.T. Ilo1 se han establecido los periodos y las categorías de mantenimiento. El contador se ha definido en función de las horas de operación (HO).

5.3.1. CATEGORIAS Y PERIODOS DE MANTENIMIENTO

Para una mayor descripción de las consideraciones que se toman en cuenta en un mantenimiento de turbinas aero-derivativas como es el caso de la LM 6000, se adjunta la política de mantenimiento de la unidad TG2 se encuentra definida en el documento "Política de Mantenimiento de la TG2 de Ilo1.pdf".

Las categorías y periodos de mantenimiento se definen para el motor primo de la unidad de generación y todas las demás partes complementarias, secciones y/o auxiliares de la unidad de generación adecuan su mantenimiento a la del motor primo.

Las categorías de mantenimiento han sido definidas de tal manera que cada una esté conformada por actividades diferentes a las contempladas en sus mantenimientos preliminares. Por este motivo el costo total de un mantenimiento a un determinado número de horas es la suma del costo del mantenimiento de la categoría respectiva y sus predecesoras siempre y cuando las horas a las que éstas se realicen sean múltiplos de la categoría mencionada, por ejemplo el costo del mantenimiento a las 16,000 h resulta de la suma de los mantenimientos de 4,000 h; 8,000 h y 16,000 h inclusive (si existiera una categoría a 12,000 h esta no se consideraría).

Las categorías y periodos de mantenimiento, así como el contador a ser utilizado se muestran en los Cuadros N° 5 y 6.

Cuadro N° 5: Contador o acumulador

| Tipo de Unidad Generador | Contador |
|------------------------------------|-------------------------|
| Turbina a Gas Aeroderivativa (TG2) | Horas de Operación (HO) |

Cuadro N° 6: Categorías/Periodos Mantenimiento Turbina a Gas Aero-derivativa (TG2)

| Categoría de Mantenimiento | Código | Periodos (HO) |
|---|--------|---------------|
| Limpieza de compresor (clean compresor) | M700 | 700 |
| Mantenimiento trimestral sistema de combustible (fuel system) | M2000 | 2,000 |
| Mantenimiento intermedio de centrifugas, mantenimiento semestral de sistema de lubricación, sistema hidráulico, sistema de arranque, inspección de combustores e inspección boroscópica de turbina. | M4000 | 4,000 |
| Mantenimiento mayor centrifugas, mantenimiento anual de sistema de aire y sistema de enfriamiento. | M8000 | 8,000 |
| Reparación de zona caliente. | M12500 | 12,500 |
| Mantenimiento Mayor – Over Haul Mayor | M50000 | 50,000 |

5.3.2. COSTOS DE LOS MANTENIMIENTOS

Para cada una de las categorías de mantenimiento establecidas de la unidad generadora se establecen los costos. Estos costos han sido recopilados de la información histórica de los mantenimientos efectuados a la unidad y/o en conjunto con cotizaciones de servicios o productos en los que no se ha incurrido a la fecha.

En la hoja “menores” del archivo adjunto de costos de la TG2 “Calculo CVnC TG2 2010-rev_5.xls” y para los mantenimientos de 700 horas, 2,000 horas, 4,000 horas y 8,000 horas, todos los ítems están sustentados con órdenes de compra.

En la hoja de “mayores” y para el mantenimiento de 4,000 horas. Lo repuestos utilizados se compraron con el proyecto de instalación de la TG2 (se adjunta inventarios del año 1998 y 1999 y orden de compra del año 1997, archivos; TG2 inventarios 1998 y 1999, TG2 Orden de compra “Y7F-U-4091.pdf” por tal motivo no se cuenta con facturas ó precios actualizados de los repuestos, sin embargo se solicitó la información a G.E. Energy Services (ver archivo “Solicitud de Precios TG2.pdf”), el cual cotizó, los precios que representan los costos de estos mantenimientos en la actualidad.

Los mantenimientos de 12,500 y 50,000 horas todavía no han sido realizados, puesto que la turbina ha operado aproximadamente 6,100 horas (ver archivo adjunto “Horas Operacion Acumuladas ILO1.xlsx”).

Es necesario indicar que la turbina de gas TG2 de Ilo1 es una turbina aero-derivativa (Turbina de avión) General Electric, modelo LM 6000, cuyo mantenimiento es diferente a una turbina convencional de servicio pesado. En este tipo de turbinas cuando se realiza un mantenimiento se desmonta la turbina completamente y se envía al taller del fabricante (General Electric Energy) para cambiar todo lo que corresponda según el tipo de servicio (12,500 horas o 50,000 horas) y de esta manera se garantiza que opere hasta su próximo mantenimiento. En cada uno de estos mantenimientos se hacen los pagos que se indica en la carta “PRLM6012011.PDF” (documento adjunto) de General Electric Energy.

Por ejemplo, el cambio del Módulo de la sección de gases calientes está conformado por las partes indicadas en la Figura 1 que se muestra a continuación, que GE entrega como un módulo, que puede ser nuevo o de partes reparadas, pero GE garantiza una operación de 12,500 horas. Cuando se hace la reparación GE entrega todo este paquete para su cambio respectivo y se realiza el pago que se indica en la carta (GE PRML6012011) independientemente si GE usó repuestos reparados o nuevos ya que el pago es por el servicio de mantenimiento. Cabe indicar que el operador de la turbina (EnerSur) no conoce si GE usó repuestos reparados o nuevos ya que se paga por el servicio de mantenimiento que garantiza la operación de la turbina hasta su próximo mantenimiento.

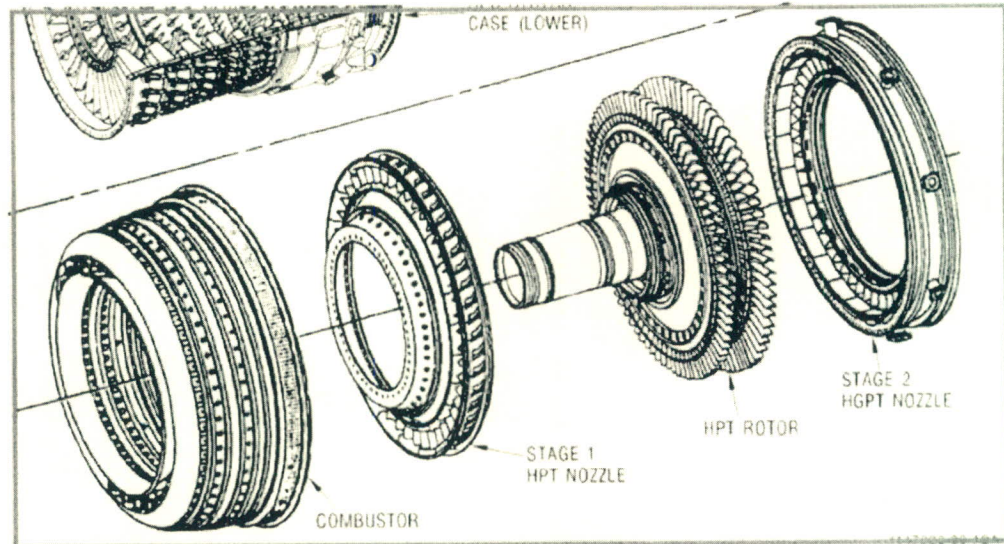


Figura 1: Módulo de la sección de gases calientes

Por lo tanto, dado el tipo de unidad (aero-derivativa), no es posible obtener del fabricante una cotización por repuestos individuales y/o reparados dado que los servicios prestados por General Electric Energy son por módulo tal como se indica en la carta "PRLM6012011.PDF" enviada por dicha empresa.

En el Anexo 2, se encuentran el detalle y sustento de los costos.

5.3.3. FLUJO DE MANTENIMIENTOS Y COSTOS

Para determinar el flujo de mantenimientos y los costos asociados se debe tomar en cuenta las categorías de mantenimiento, los periodos de mantenimiento establecidos así como los costos de mantenimiento de cada categoría. El flujo de mantenimientos se elabora en función del contador establecido para cada unidad termoeléctrica.

El Cuadro N° 7 muestra el resumen de los flujos de mantenimiento establecidos para cada unidad generadora (conjunto turbina-generador) así como sus respectivos costos asociados para las unidades termoeléctricas de ILO1.

Cuadro N° 7: Costo de Mantenimientos – TG2 – ILO1

| Código | HO | TG2 (USD) |
|--------|--------|-----------|
| M700 | 700 | 878 |
| M2000 | 2,000 | 11,114 |
| M4000 | 4,000 | 121,668 |
| M8000 | 8,000 | 65,157 |
| M12500 | 12,500 | 3,469,700 |
| M50000 | 50,000 | 1,813,500 |

5.3.4. DETERMINACION DEL CVM

De acuerdo a lo establecido en el Procedimiento 34 actual (N° 214-2010-OS/CD aprobado por OSINERGMIN en agosto de 2010), se establecen los siguientes escenarios de operación:

- i. Cero horas de operación anual.
- ii. Mínimo horas de Operación anual.
- iii. Promedio de horas de Operación anual.
- iv. Máximo horas de Operación anual.

Cabe mencionar, que de acuerdo al Procedimiento 34, la vida útil de todas las unidades termoeléctricas se considera sea 20 años y se asume que todas las unidades son nuevas, es decir no se toma en cuenta la antigüedad de la unidad generadora.

Asimismo, también se asume que en cada escenario de operación posible, cada unidad generadora operará siempre al nivel de potencia efectiva.

En nuestro caso las simulaciones de operación se han establecido a partir de las horas de operación anuales y por tanto la producción anual se determinará considerando un nivel de potencia igual al de potencia efectiva. En resumen, el flujo de mantenimientos se expresa en función del contador (HO).

El flujo de mantenimientos así como el respectivo flujo de costos deben ser expresados en función de las horas calendario o HOE para cada uno de los escenarios de operación simulados. Posteriormente se determina el valor actual y la Anualidad del costo variable de mantenimiento (CVM) para cada escenario considerando el horizonte de veinte años. El cálculo tanto de la Anualidad y del valor actual del costo variable de mantenimiento se realiza usando la tasa de actualización de 12% (según el Art. 79° de la LCE).

La Anualidad CVM, según el procedimiento, es ajustada usando una regresión lineal con los resultados de los cuatro escenarios. Para determinar el Costo Total de Mantenimiento por año, se suma la Anualidad Ajustada CVM y el Costo Fijo de Mantenimiento por año.

En el Anexo 2, se adjunta información de proformas, facturas, y otros que sustentan el costo de mantenimiento de ILO1.

En el Anexo 3, se encuentra el detalle del cálculo del CVM y CFAM de la C.T. ILO1 incluyendo el costo de mantenimiento de los equipos auxiliares y comunes, así como el reparto entre turbinas de vapor.

El Cuadro N° 8 muestra el CVM resultante para cada una de las unidades.

ANEXO 3

CÁLCULO DEL COSTO VARIABLE DE MANTENIMIENTO (CVM) Y COSTO FIJO ANUAL DE MANTENIMIENTO (CFAM) DE LA C.T DE ILO 1 DE ENERSUR

CENTRAL TERMICA **UNIDAD** **POTENCIA EFECTIVA**
TIPO DE MANTENIMIENTO **FABRICANTE**

Horas de Operación

| | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | Promedio |
|-----------|------|------|------|------|----------|
| HO | 46 | 817 | 387 | 455 | 426 |
| HIF | 33 | 20 | 48 | 5 | 37 |
| HIP | 715 | 237 | 143 | 107 | 309 |
| Arranques | 18 | 59 | 46 | 104 | 69 |

Escenarios

| Cero | Mínimo | Prom | Máximo | Costo fijo |
|------|--------|------|--------|------------|
| 0 | 46 | 426 | 8.414 | 49.326 |

| PARAMETROS | VALOR | UNIDAD |
|-------------------|-------|--------|
| POTENCIA EFECTIVA | 34.93 | MW |
| HORIZONTE | 20 | Años |

TG1

| TIPO DE MANTO | HORAS DE OPERACION | COSTO TOTAL |
|---------------|--------------------|-------------|
| M4000 | 4000 | 0 |
| M6000 | 6000 | 0 |
| M12000 | 12000 | 778.522 |
| M24000 | 24000 | 1.487.064 |
| M48000 | 48000 | 1.442.165 |

TG1 REPUESTO SEGUNDO

| TIPO DE MANTO | HORAS DE OPERACION | COSTO TOTAL |
|---------------|--------------------|-------------|
| M12000 | 12000 | 243.687 |
| M24000 | 24000 | 4.417.363 |
| M48000 | 48000 | 399.844 |

REPUESTO REEMPLAZO 1

| TIPO DE MANTO | HORAS DE OPERACION | COSTO TOTAL |
|---------------|--------------------|-------------|
| M24000 | 24000 | 35.307 |
| M36000 | 36000 | 0 |
| M48000 | 48000 | 1.200 |
| M72000 | 72000 | 0 |
| M96000 | 96000 | 950.158 |
| M144000 | 144.000 | 3.689.891 |

REPUESTO REEMPLAZO 2

| TIPO DE MANTO | HORAS DE OPERACION | COSTO TOTAL |
|---------------|--------------------|-------------|
| M24000 | 24000 | 0 |
| M36000 | 36000 | 0 |
| M48000 | 48000 | 1.200 |
| M72000 | 72000 | 0 |
| M96000 | 96000 | 242.687 |
| M96000 | 96000 | 747.477 |
| M144000 | 144.000 | 3.689.891 |

PERIODOS DE MANTENIMIENTO TGI:

| TIPO DE MANTENIMIENTO | IF HED (MANTENIMIENTO DE OPERACION) | COSTO TOTAL | TGI Rep. Reparación | TGI Rep. Seguridad | TGI Rep. Manten. | | |
|-----------------------|-------------------------------------|-------------|---------------------|--------------------|------------------|------|------|
| MANTEN | 4.000 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| MANTEN | 4.000 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| MANTEN | 17.000 | 793.522 | 793.522 | 0 | 0 | | |
| MANTEN | 13.000 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| MANTEN | 24.000 | 1.443.365 | 1.443.365 | 0 | 0 | | |
| MANTEN | 30.000 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| MANTEN | 40.000 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| MANTEN | 48.000 | 1.443.365 | 1.443.365 | 0 | 0 | | |
| MANTEN | 72.000 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| MANTEN | 86.000 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| MANTEN | 144.000 | 2.165.048 | 2.165.048 | 0 | 0 | | |
| MANTEN | 158.000 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| Factores Reparto (M) | | 0,00 | 1,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

ESCENARIO 0

Escenario 0

| Cuadro N°5 | | | | | | | | | | | | | Total USD | Valor presente USD | |
|---|----------|-----|-------------|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-----------|--------------------|---|
| Flujo de Categorías y Costos de Mantenimiento | | | | | | | | | | | | | | | |
| N° | 2006 Año | HED | Escenario 1 | | | | | | | | | | Total USD | Valor presente USD | |
| | | | M | M | M | M | M | M | M | M | M | M | | | |
| 1 | 2006 | 0 | 4.000 | 0 | 12.000 | 16.000 | 24.000 | 36.000 | 40.000 | 48.000 | 72.000 | 96.000 | 144.000 | 0 | 0 |
| 2 | 2007 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | 2008 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | 2009 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5 | 2010 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 6 | 2011 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 7 | 2012 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | 2013 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 9 | 2014 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10 | 2015 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 11 | 2016 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 12 | 2017 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 13 | 2018 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 14 | 2019 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 15 | 2020 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 16 | 2021 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 17 | 2022 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 18 | 2023 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 19 | 2024 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20 | 2025 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | |
| Análisis | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | |

ESCENARIO 10

Escenario 10

| Cuadro N°5 | | | | | | | | | | | | | Total USD | Valor presente USD | |
|---|----------|------|-------------|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-----------|--------------------|---|
| Flujo de Categorías y Costos de Mantenimiento | | | | | | | | | | | | | | | |
| N° | 2006 Año | HED | Escenario 2 | | | | | | | | | | Total USD | Valor presente USD | |
| | | | M | M | M | M | M | M | M | M | M | M | | | |
| 1 | 2006 | 0 | 4.000 | 0 | 12.000 | 16.000 | 24.000 | 36.000 | 40.000 | 48.000 | 72.000 | 96.000 | 144.000 | 0 | 0 |
| 2 | 2007 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | 2008 | 130 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | 2009 | 220 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5 | 2010 | 330 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 6 | 2011 | 440 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 7 | 2012 | 550 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | 2013 | 660 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 9 | 2014 | 770 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10 | 2015 | 880 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 11 | 2016 | 990 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 12 | 2017 | 1100 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 13 | 2018 | 1210 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 14 | 2019 | 1320 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 15 | 2020 | 1430 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 16 | 2021 | 1540 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 17 | 2022 | 1650 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 18 | 2023 | 1760 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 19 | 2024 | 1870 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20 | 2025 | 1980 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | |
| Análisis | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | |

ESCENARIO 839

Escenario 839

| Cuadro N°5 | | | | | | | | | | | | | Total USD | Valor presente USD | |
|---|----------|------|-------------|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-----------|--------------------|---|
| Flujo de Categorías y Costos de Mantenimiento | | | | | | | | | | | | | | | |
| N° | 2006 Año | HED | Escenario 3 | | | | | | | | | | Total USD | Valor presente USD | |
| | | | M | M | M | M | M | M | M | M | M | M | | | |
| 1 | 2006 | 0 | 4.000 | 0 | 12.000 | 16.000 | 24.000 | 36.000 | 40.000 | 48.000 | 72.000 | 96.000 | 144.000 | 0 | 0 |
| 2 | 2007 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | 2008 | 130 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | 2009 | 220 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5 | 2010 | 330 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 6 | 2011 | 440 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 7 | 2012 | 550 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | 2013 | 660 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 9 | 2014 | 770 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10 | 2015 | 880 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 11 | 2016 | 990 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 12 | 2017 | 1100 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 13 | 2018 | 1210 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 14 | 2019 | 1320 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 15 | 2020 | 1430 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 16 | 2021 | 1540 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 17 | 2022 | 1650 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 18 | 2023 | 1760 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 19 | 2024 | 1870 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20 | 2025 | 1980 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | |
| Análisis | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | |

ESCENARIO 12631

Escenario 12631

| Cuadro N°5 | | | | | | | | | | | | | Total USD | Valor presente USD | |
|---|----------|---------|-------------|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-----------|--------------------|-----------|
| Flujo de Categorías y Costos de Mantenimiento | | | | | | | | | | | | | | | |
| N° | 2006 Año | HED | Escenario 4 | | | | | | | | | | Total USD | Valor presente USD | |
| | | | M | M | M | M | M | M | M | M | M | M | | | |
| 1 | 2006 | 0 | 4.000 | 0 | 12.000 | 16.000 | 24.000 | 36.000 | 40.000 | 48.000 | 72.000 | 96.000 | 144.000 | 0 | 0 |
| 2 | 2007 | 12.631 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 12.631 | 1.834,25 |
| 3 | 2008 | 25.262 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 25.262 | 3.668,50 |
| 4 | 2009 | 37.893 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 37.893 | 5.402,75 |
| 5 | 2010 | 50.524 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 50.524 | 7.237,00 |
| 6 | 2011 | 63.155 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 63.155 | 8.871,25 |
| 7 | 2012 | 75.786 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 75.786 | 10.505,50 |
| 8 | 2013 | 88.417 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 88.417 | 12.139,75 |
| 9 | 2014 | 101.048 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 101.048 | 13.774,00 |
| 10 | 2015 | 113.679 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 113.679 | 15.408,25 |
| 11 | 2016 | 126.310 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 126.310 | 17.042,50 |
| 12 | 2017 | 138.941 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 138.941 | 18.676,75 |
| 13 | 2018 | 151.572 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 151.572 | 20.311,00 |
| 14 | 2019 | 164.203 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 164.203 | 21.945,25 |
| 15 | 2020 | 176.834 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 176.834 | 23.579,50 |
| 16 | 2021 | 189.465 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 189.465 | 25.213,75 |
| 17 | 2022 | 202.096 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 202.096 | 26.848,00 |
| 18 | 2023 | 214.727 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 214.727 | 28.482,25 |
| 19 | 2024 | 227.358 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 227.358 | 30.116,50 |
| 20 | 2025 | 240.000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 240.000 | 31.750,75 |
| Total | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | |
| Análisis | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | |

ESCENARIO 12621

| Cuadro N°5 | | | | | | | | | | | | | | | Total USD | Valor presente USD | |
|---|----------|---------|---------|---------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|-----------|--|-----------|--------------------|-----------|
| Flujo de Categorías y Costos de Mantenimiento | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Escenario 4 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| N° | 2006 Año | HEO | M 4,000 | M 8,000 | M 12,000 | M 16,000 | M 24,000 | M 36,000 | M 40,000 | M 48,000 | M 72,000 | M 96,000 | M 144,000 | | | | |
| 1 | 2006 | 0 | 12,621 | | | | | | | | | | | | | 243,887 | 217,756 |
| 2 | 2007 | 12,621 | 25,242 | | | | | | | | | | | | | 4,417,363 | 3,521,494 |
| 3 | 2008 | 25,242 | 37,863 | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 |
| 4 | 2009 | 37,863 | 50,484 | | | | | | | | | | | | | 399,844 | 294,108 |
| 5 | 2010 | 50,484 | 63,106 | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 |
| 6 | 2011 | 63,106 | 75,727 | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 |
| 7 | 2012 | 75,727 | 88,348 | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 |
| 8 | 2013 | 88,348 | 100,969 | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 |
| 9 | 2014 | 100,969 | 113,590 | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 |
| 10 | 2015 | 113,590 | 126,211 | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 |
| 11 | 2016 | 126,211 | 138,832 | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 |
| 12 | 2017 | 138,832 | 151,453 | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 |
| 13 | 2018 | 151,453 | 164,075 | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 |
| 14 | 2019 | 164,075 | 176,696 | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 |
| 15 | 2020 | 176,696 | 189,317 | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 |
| 16 | 2021 | 189,317 | 201,938 | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 |
| 17 | 2022 | 201,938 | 214,559 | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 |
| 18 | 2023 | 214,559 | 227,180 | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 |
| 19 | 2024 | 227,180 | 239,801 | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 |
| 20 | 2025 | 239,801 | 252,422 | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 |
| | | | | | | | | | | | | | | | Total | 3,993,359 | |
| | | | | | | | | | | | | | | | Anualidad | 534,626 | |

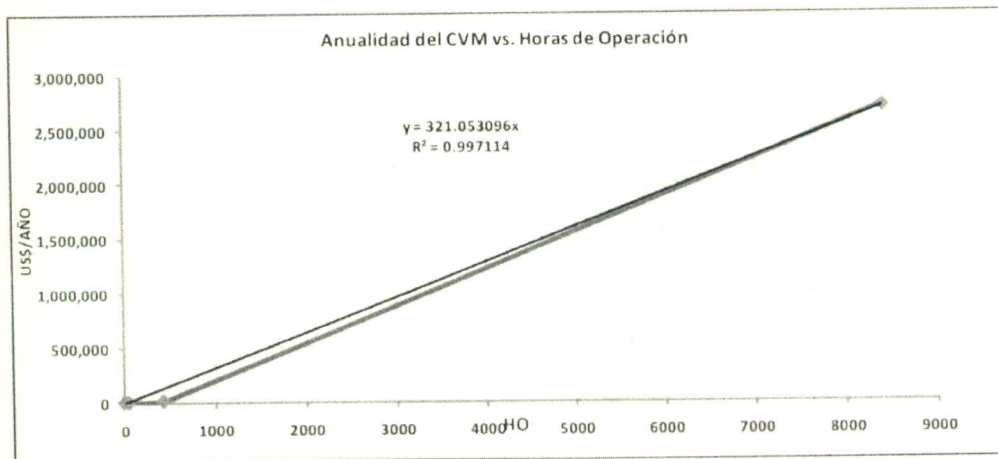
ESCENARIO 12621

| Cuadro N°5 | | | | | | | | | | | | | | | Total USD | Valor presente USD |
|---|----------|---------|---------|---------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|-----------|--|--|-----------|--------------------|
| Flujo de Categorías y Costos de Mantenimiento | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Escenario 4 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| N° | 2006 Año | HEO | M 4,000 | M 8,000 | M 12,000 | M 16,000 | M 24,000 | M 36,000 | M 48,000 | M 72,000 | M 96,000 | M 144,000 | | | | |
| 1 | 2006 | 0 | 12,621 | | | | | | | | | | | | 0 | 0 |
| 2 | 2007 | 12,621 | 25,242 | | | | | | | | | | | | 0 | 0 |
| 3 | 2008 | 25,242 | 37,863 | | | | | | | | | | | | 0 | 0 |
| 4 | 2009 | 37,863 | 50,484 | | | | | | | | | | | | 0 | 0 |
| 5 | 2010 | 50,484 | 63,106 | | | | | | | | | | | | 1,200 | 681 |
| 6 | 2011 | 63,106 | 75,727 | | | | | | | | | | | | 0 | 0 |
| 7 | 2012 | 75,727 | 88,348 | | | | | | | | | | | | 0 | 0 |
| 8 | 2013 | 88,348 | 100,969 | | | | | | | | | | | | 0 | 0 |
| 9 | 2014 | 100,969 | 113,590 | | | | | | | | | | | | 243,887 | 87,948 |
| 10 | 2015 | 113,590 | 126,211 | | | | | | | | | | | | 747,472 | 240,666 |
| 11 | 2016 | 126,211 | 138,832 | | | | | | | | | | | | 0 | 0 |
| 12 | 2017 | 138,832 | 151,453 | | | | | | | | | | | | 0 | 0 |
| 13 | 2018 | 151,453 | 164,075 | | | | | | | | | | | | 1,200 | 275 |
| 14 | 2019 | 164,075 | 176,696 | | | | | | | | | | | | 1,669,891 | 750,932 |
| 15 | 2020 | 176,696 | 189,317 | | | | | | | | | | | | 0 | 0 |
| 16 | 2021 | 189,317 | 201,938 | | | | | | | | | | | | 0 | 0 |
| 17 | 2022 | 201,938 | 214,559 | | | | | | | | | | | | 243,887 | 86,521 |
| 18 | 2023 | 214,559 | 227,180 | | | | | | | | | | | | 747,472 | 97,201 |
| 19 | 2024 | 227,180 | 239,801 | | | | | | | | | | | | 0 | 0 |
| 20 | 2025 | 239,801 | 252,422 | | | | | | | | | | | | 1,200 | 124 |
| | | | | | | | | | | | | | | | Total | 1,213,348 |
| | | | | | | | | | | | | | | | Anualidad | 162,442 |

CENTRAL TERMOELÉCTRICA ILO1 - TG1 CALCULO DE COSTOS NO COMBUSTIBLES

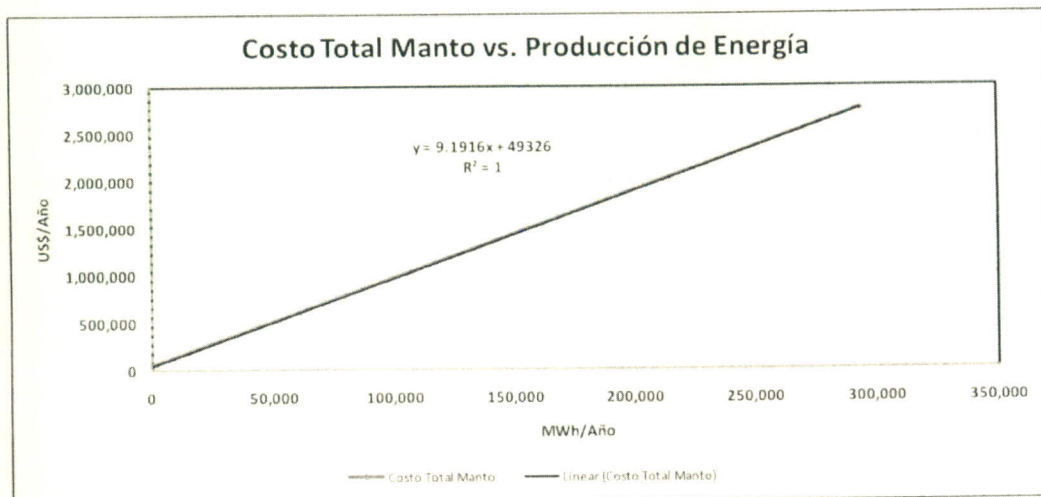
Determinación del Valor Actual y la Anualidad de los Costos Variables de Mantenimiento

| | Horas Anuales de | Energía Generada (Mwh/Año) | Costo Total Actualizado USD | Anualidad del CVM (USD/Año) |
|-------------|------------------|----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| Escenario 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Escenario 2 | 46 | 1,620 | 0 | 0 |
| Escenario 3 | 426 | 14,889 | 90,392 | 12,102 |
| Escenario 4 | 8414 | 293,895 | 20,225,524 | 2,707,769 |



Determinación del Costo Variable de Mantenimiento

| | Horas Anuales de Operación | Energía Generada MWh/Año (Mwh/Año) | Costo Fijo Manto USD | Anualidad Ajustada del CVM (USD/Año) | Costo Total Manto (USD/Año) |
|------------------------|----------------------------|------------------------------------|----------------------|--------------------------------------|-----------------------------|
| Escenario 1 | 0 | 0 | 49,326 | 0 | 49,326 |
| Escenario 2 | 46 | 1,620 | 49,326 | 14,892 | 64,217 |
| Escenario 3 | 426 | 14,889 | 49,326 | 136,853 | 186,179 |
| Escenario 4 | 8414 | 293,895 | 49,326 | 2,701,366 | 2,750,692 |
| CNC Variable (USD/MWh) | | | | | 9.1916 |
| CNC Fijo (USD/año) | | | | | 49,325.94 |



Cuadro N° 8: Costo Variable de Mantenimiento

| Grupo | CVM (USD/MWh) |
|----------|------------------|
| TG2-ILO1 | 10.2740 |

5.4. DETERMINACION DEL CFAM

Como se mencionó en el punto anterior, el CFAM corresponde al costo fijo de mantenimiento, el cual forma parte del CTM. El Cuadro N° 9 muestra el CFAM para cada una de las unidades.

Cuadro N° 9: Costo Fijo Anual de Mantenimiento

| Grupo | CFAM (USD/año) |
|----------|-------------------|
| TG2-ILO1 | 38,087 |

5.5. DETERMINACION DEL CMarr

Por el tipo de unidad generadora al que corresponde, la unidad TG2, no tiene un costo de arranque asociado. Por lo tanto, su CMarr es cero.

6. CONCLUSIONES

Del estudio efectuado y los resultados obtenidos podemos concluir lo siguiente:

- Los resultados obtenidos están dentro de los estándares de CVNC de unidades termoeléctricas.
- La unidad TG2 de ILO1, por el tipo de unidad generadora, no tiene un costo de arranque asociado, por lo tanto el CMarr es igual a cero.
- La TG2 de ILO1, es una turbina aero-derivativa y por tanto para el cálculo del flujo de mantenimientos se considera únicamente las horas de operación.
- Se ha determinado el CVONC asociado al agregado lubricantes y aceites en función a los consumos históricos de los últimos 4 años.
- Los resultados de CVNC se muestran en el Cuadro N° 10

Cuadro N° 10: Resumen de Resultados de CVNC, CVONC, CVM, CFAM y CMarr

| Grupo | CVM (USD/MWh) | CVONC (USD/MWh) | CVNC (USD/MWh) | CFAM (USD/año) | CMarr (USD/arr) |
|----------|------------------|--------------------|-------------------|-------------------|--------------------|
| TG2-ILO1 | 10.2740 | 0.0467 | 10.3207 | 38.087 | - |

POLÍTICA DE MANTENIMIENTO DE LA TG2 DE ILO1

Las políticas de mantenimiento de las Turbinas aero-derivativas como es el caso de la LM 6000 difieren de otro tipo de Turbinas a Gas, por el diseño propio de estas turbinas y la tecnología que usan.

De los mantenimientos realizamos en la TG2, la política de mantenimiento es la siguiente:

1.- Inspección boroscópica: El personal de General Electric (GE) hace el trabajo con equipos propios y cubre la inspección del Compresor y la Turbina. GE tiene definido un protocolo de secuencia de la inspección y si encuentra algún defecto, también tienen estándares definidos si se necesita una reparación inmediata o puede esperar una próxima intervención.

2.- Módulo de sección caliente: Cuando la unidad llega a las 12500 horas de operación (este es por el uso de petróleo Diesel, en caso la unidad opera con gas natural esta intervención se haría a las 25000 horas), hay que realizar el cambio del módulo de sección caliente, para ello se tiene que enviar el modulo completo Compresor-Turbina en un contenedor especial a los talleres de GE en Houston – Texas; allí desmontarán la sección caliente y la reemplazarán por otra, que puede ser nueva o reparada, pero que garantizará unas 12500 horas más de operación.

3.- Mantenimiento mayor de la Turbina a Gas: También en este caso el módulo Compresor – Turbina es desmontado y puesto en un contenedor especial para ser enviado a los talleres de GE en Houston. Allí se hace el desmontaje de la turbina y compresor, se inspeccionan las partes, se hacen las reparaciones necesarias y se vuelve a montar la unidad. Antes de ser retornada el modulo Compresor- Turbina a su usuario, éste es puesto en un modulo de pruebas donde operaran la turbina para poder hacer la medición de parámetros y verificar su performance, asegurando que las reparaciones y cambios han sido exitosos. Además, durante la estadía del módulo Compresor –Turbina en los talleres de Houston, se implementa una serie de mejoras que GE ofrece a los usuarios de este tipo de turbinas.

Para hacer el planeamiento de una intervención de este tipo se planifica con un año de anticipación para definir, la fecha de la indisponibilidad de la unidad, disponibilidad de taller, servicios y repuestos.

EnerSur no cuenta con un acuerdo de mantenimiento con GE, de modo que las negociaciones de servicios y repuestos obedecerán a las necesidades del evento que se presenten (reparaciones de emergencia o mayores).

Para una mejor descripción del proceso de mantenimiento se muestran las figuras 1, 2 y 3, Maniobra de retiro de módulo Compresor – Turbina, Modulo Compresor – Turbina puesta en bastidor de transporte.

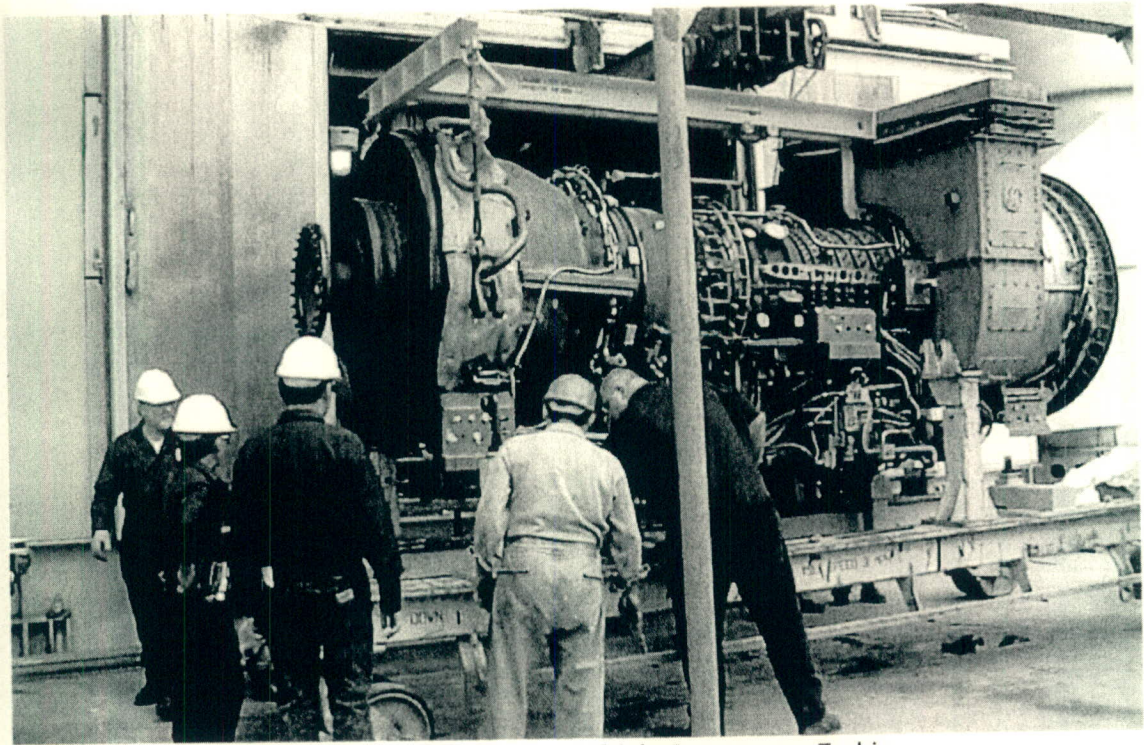


Figura 1: Maniobra de retiro de módulo Compresor – Turbina

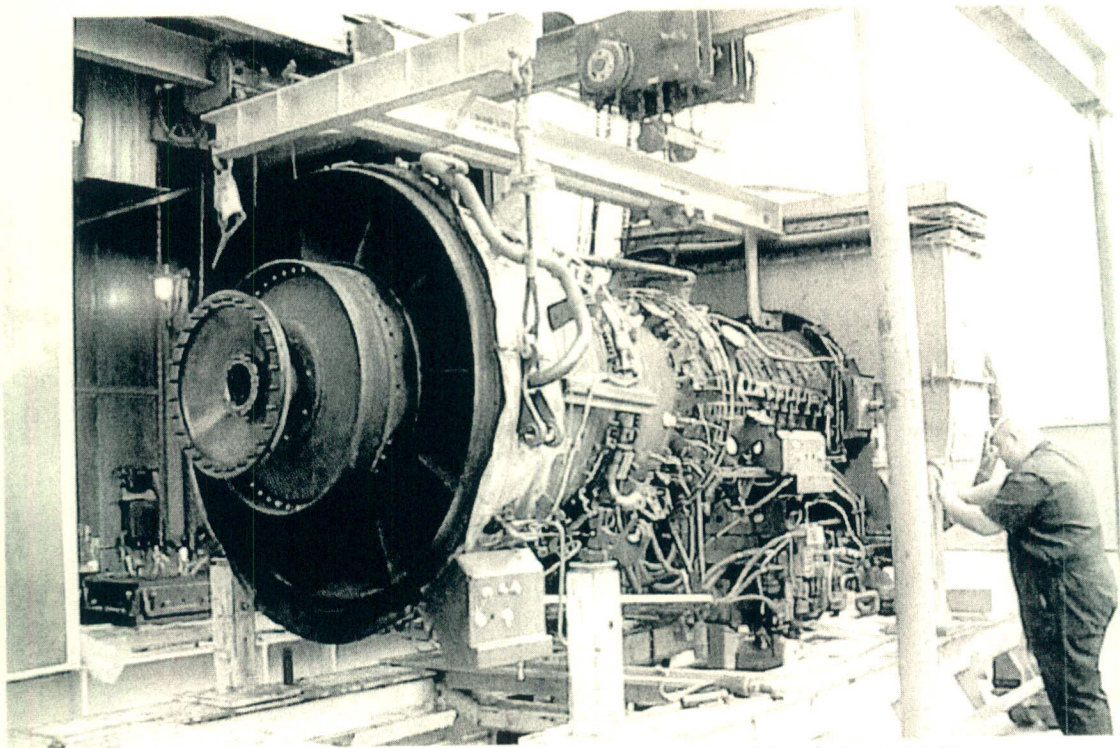
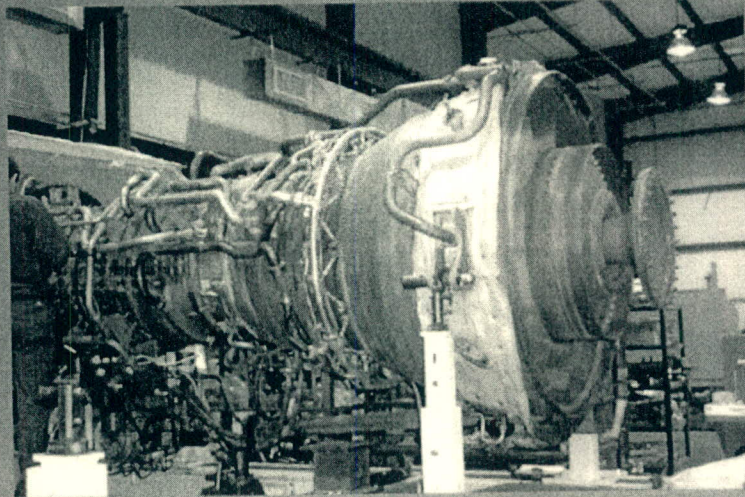


Figura 2: Modulo Compresor – Turbina puesta en bastidor de transporte.



- EnerSur's Engine repaired at S&S's workshop in Houston

Figura 3: Módulo Compresor – Turbina en talleres de Houston por reparación correctiva de compresor (1999)

ANEXO 1

PRECIO DE LOS LUBRICANTES Y CÁLCULOS EFECTUADOS PARA DETERMINAR EL CVONC

COSTO VARIABLE DE OPERACIÓN NO COMBUSTIBLE

| RESULTADOS DE CVONC | | | |
|----------------------------|--------------------|------------------------|------------------|
| Unidad | Lubricantes | Agua Reposición | CVONC |
| | (USD/MWh) | (USD/MWh) | (USD/MWh) |
| TG2-ILO1 | 0.0467 | - | 0.0467 |

CONSUMO DE LUBRICANTES DE UNIDADES DE ENERSUR

| TG2 | Unidad | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | TOTAL |
|-----------------------------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|---------------|
| Consumo Lubricantes | gal | 24 | 32 | 16 | 11 | 14 | 73 |
| Energía Producida | MWh | 6,290 | 2,632 | 42,425 | 29,626 | 24,134 | 98,818 |
| Horas de Operación | h | 197 | 96 | 1,276 | 1,050 | 852 | 3,273 |
| Potencia Media | MW | 31.98 | 27.49 | 33.26 | 28.22 | 28.33 | 30.19 |
| Consumo horario | gal/h | 0.122 | 0.334 | 0.013 | 0.010 | 0.016 | 0.022 |
| Consumo Especifico | gal/MWh | 0.0038 | 0.0122 | 0.0004 | 0.0004 | 0.0006 | 0.0007 |
| CVONC TG2 (USD/MWh): | | | | | | | 0.0467 |

| | | TG2 |
|------------------|---------|---------|
| Costo Lubricante | USD/gal | 63.6667 |

ANEXO 2

COSTOS DE MANTENIMIENTO DE LA UNIDAD TG2 DE LA C.T. ILO 1 DE ENERSUR

Los costos de mantenimiento de la Unidad TG2 de la Central Termoeléctrica de ILO 1 se encuentran en las hojas del archivo "02_CVM ILO1" y los montos están sustentados con los archivos que hacen referencia a las órdenes de compra, facturas o cotizaciones, las que se encuentran en las carpetas correspondientes a cada sistema y se adjunta en medio magnético en el presente informe.

Se puede ver el siguiente índice.

| INDICE DE MATERIALES | | |
|-----------------------------------|-----------------------------------|---|
| Costos Variables de Mantenimiento | | |
| SUSTENTO | CARPETA / ARCHIVO | RUTA |
| 2 TG 2 | Calculo CVnc TG 2 2010 rev. 5.xls | Envio COES\CVNC ILO1 25-11-2010\Costo Variable - Ordenado por sistemas |
| Costos Fijos | | |
| SUSTENTO | CARPETA / ARCHIVO | RUTA |
| 2 TG 2 | 02_Costos Fijos rev17 REVCOM.xlsx | Envio COES\CVNC ILO1\CFNC 10-12-2010\Costo Fijo - Ordenado por sistemas |

ANEXO 3

CÁLCULO DEL COSTO VARIABLE DE MANTENIMIENTO (CVM) Y COSTO FIJO ANUAL DE MANTENIMIENTO (CFAM) DE LA UNIDAD TG2 DE LA C.T ILO 1 DE ENERSUR

CENTRAL TERMICA **UNIDAD** **POTENCIA EFECTIVA**

TIPO DE MANTENIMIENTO **FABRICANTE**

Horas de Operación

| | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | Promedio |
|-----|------|-------|-------|-------|----------|
| HO | 96 | 1.276 | 1.050 | 852 | 818 |
| HIF | 44 | 77 | 30 | 39 | 48 |
| HIP | 112 | 93 | 636 | 2.948 | 941 |

Escenarios

| Cero | Mínimo | Prom | Máximo |
|------|--------|------|--------|
| 0 | 96 | 818 | 7.771 |

| | |
|------------|--------|
| Costo fijo | 38.087 |
|------------|--------|

| PARAMETROS | VALOR | UNIDAD |
|-------------------|-------|--------|
| POTENCIA EFECTIVA | 30.72 | MW |
| HORIZONTE | 20 | Años |
| | | |
| | | |
| | | |

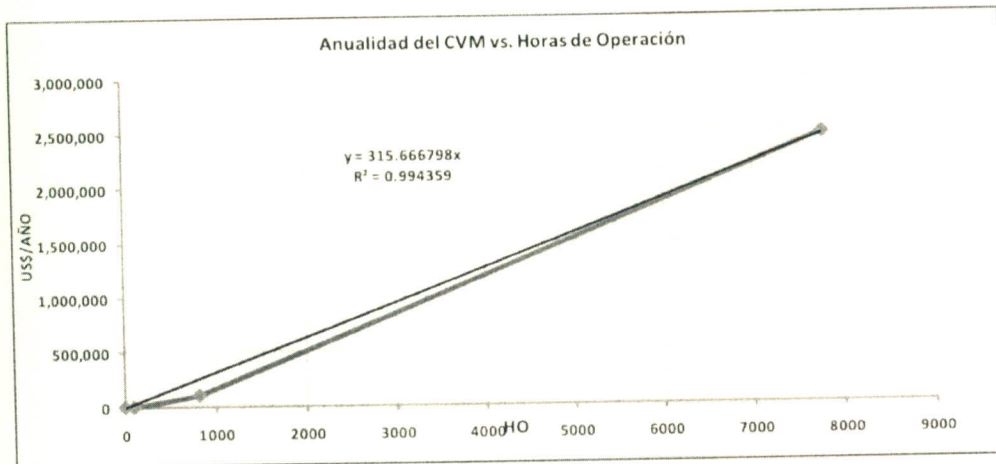
TG2

| TIPO DE MANTTO | HORAS DE OPERACION | COSTO TOTAL |
|----------------|--------------------|-------------|
| M700 | 700 | 878 |
| M2000 | 2000 | 11.114 |
| M2000 | 2000 | 121.668 |
| M8000 | 8000 | 65.157 |
| M12500 | 12500 | 3.469.700 |
| M16000 | 16000 | |
| M50000 | 50000 | 1.813.500 |

CENTRAL TERMOELÉCTRICA ILO1 - TG2 CALCULO DE COSTOS NO COMBUSTIBLES

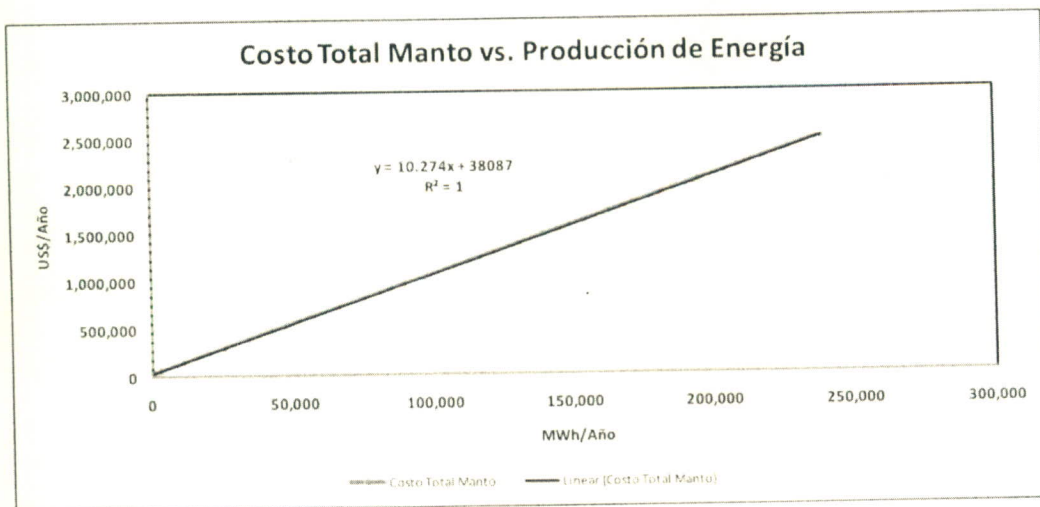
Determinación del Valor Actual y la Anualidad de los Costos Variables de Mantenimiento

| | Horas Anuales de | Energía Generada (Mwh/Año) | Costo Total Actualizado USD | Anualidad del CVM (USD/Año) |
|-------------|------------------|----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| Escenario 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Escenario 2 | 96 | 2,942 | 515 | 69 |
| Escenario 3 | 818 | 25,141 | 773,567 | 103,564 |
| Escenario 4 | 7771 | 238,776 | 18,448,382 | 2,469,847 |



Determinación del Costo Variable de Mantenimiento

| | Horas Anuales de Operación | Energía Generada MWh/Año (Mwh/Año) | Costo Fijo Manto USD | Anualidad Ajustada del CVM (USD/Año) | Costo Total Manto (USD/Año) |
|-------------|----------------------------|------------------------------------|----------------------|--------------------------------------|-----------------------------|
| Escenario 1 | 0 | 0 | 38,087 | 0 | 38,087 |
| Escenario 2 | 96 | 2,942 | 38,087 | 30,225 | 68,312 |
| Escenario 3 | 818 | 25,141 | 38,087 | 258,298 | 296,385 |
| Escenario 4 | 7771 | 238,776 | 38,087 | 2,453,183 | 2,491,270 |
| | | | | CNC Variable (USD/MWh) | 10.2740 |
| | | | | CNC Fijo (USD/año) | 38,086.65 |



CENTRAL TERMICA

TABLA RESUMEN DE COSTOS FLOJOS PROPIOS PARA TURINAS A GAS (USD)

| UNIDAD TERMICA | DESCRIPCION | ANOS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----------------|---------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | |
| | INSUMOS Y CORRECTIVOS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | Análisis, Muestreo y Montajes | 3,671 | 3,671 | 3,671 | 3,671 | 3,671 | 3,671 | 3,671 | 3,671 | 3,671 | 3,671 | 3,671 | 3,671 | 3,671 | 3,671 | 3,671 | 3,671 | 3,671 | 3,671 | 3,671 | 3,671 | |
| 2 | Mantenimiento de Equipos Industriales | 108 | 108 | 108 | 108 | 108 | 108 | 108 | 108 | 108 | 108 | 108 | 108 | 108 | 108 | 108 | 108 | 108 | 108 | 108 | 108 | |
| 3 | Consumo de Lubricantes | 4,465 | 4,465 | 4,465 | 4,465 | 4,465 | 4,465 | 4,465 | 4,465 | 4,465 | 4,465 | 4,465 | 4,465 | 4,465 | 4,465 | 4,465 | 4,465 | 4,465 | 4,465 | 4,465 | 4,465 | |
| 4 | Consumo de Motores Diversos | 830 | 830 | 830 | 830 | 830 | 830 | 830 | 830 | 830 | 830 | 830 | 830 | 830 | 830 | 830 | 830 | 830 | 830 | 830 | 830 | |
| 5 | Consumo de Productos Químicos | 26,853 | 26,853 | 26,853 | 26,853 | 26,853 | 26,853 | 26,853 | 26,853 | 26,853 | 26,853 | 26,853 | 26,853 | 26,853 | 26,853 | 26,853 | 26,853 | 26,853 | 26,853 | 26,853 | 26,853 | |
| 6 | Consumo de Repuestos | 2,160 | 2,160 | 2,160 | 2,160 | 2,160 | 2,160 | 2,160 | 2,160 | 2,160 | 2,160 | 2,160 | 2,160 | 2,160 | 2,160 | 2,160 | 2,160 | 2,160 | 2,160 | 2,160 | 2,160 | |
| 7 | Consumo de Consumibles | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | TOTAL | 38,087 | 38,087 | 38,087 | 38,087 | 38,087 | 38,087 | 38,087 | 38,087 | 38,087 | 38,087 | 38,087 | 38,087 | 38,087 | 38,087 | 38,087 | 38,087 | 38,087 | 38,087 | 38,087 | 38,087 | |

| RESULTADOS | ANOS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------------------------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | |
| CONCEPTO | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Valor Actual del Costo Fijo (USD) | 34,000 | 30,362 | 27,109 | 24,205 | 21,611 | 19,296 | 17,228 | 15,383 | 13,734 | 12,263 | 10,949 | 9,776 | 8,728 | 7,790 | 6,958 | 6,213 | 5,547 | 4,950 | 4,422 | 3,948 | |
| Total Actual (USD) | 284,486 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Actualidad (USD/año) | 38,087 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Lima, 11 de Noviembre de 2011

EEP-GC-128-2011

Ingeniero

Jaime Guerra Montes De Oca

Director Ejecutivo

COES-SINAC

Calle Manuel Roaud y Paz Soldan 364

San Isidro.-

Asunto : Respuesta a las observaciones al Informe de actualización del Costo Variable No Combustible – Inyección de agua

Ref. : Carta COES/D/DP-554-2011

De nuestra consideración:

Es grato dirigimos a usted para saludarlo y a la vez presentar nuestra respuesta a las observaciones relacionadas a la actualización del Costo Variable No Combustible presentadas en el Informe Técnico N° COES/D/DP/SIGI-031-2011, respecto de las cuales manifestamos lo siguiente:

Observación 5.1:

Se está presentando como Costo Variable de Operación No Combustible asociado a la inyección de agua de la unidad TGN4, tanto los costos de agregados (agua y químicos) como los costos de mantenimiento asociado los equipos específicos de tratamiento de agua, por lo siguiente:

- La unidad TGN4 puede operar sin inyección de agua, es decir sin dichos agregados. Distinto es el caso de otras unidades de generación que sí utilizan agua en forma constante durante su operación.
- Si incluyésemos el costo de mantenimiento de estos equipos específicos para el tratamiento del agua dentro del costo de mantenimiento total de la unidad, se nos estaría remunerando en todo momento de su operación, por el mantenimiento de equipos que no necesariamente se utilizan en forma permanente.

Tal como se mencionó en nuestra carta EEPSA-GC-107-2011, nos hemos visto en la necesidad de alcanzarles el Costo Variable de Operación No Combustible (CVONC) asociado a la Inyección de agua en forma independiente, debido a los altos costos incurridos y que no están siendo reconocidos por el valor que ha sido asignado a la unidad TGN4 según su comunicación COES/D-188-2011.

El Estudio del CVONC, componente del CVNC, lo estamos enviando previamente y según lo determinado en el numeral 9.1.2.1 del Procedimiento Técnico N° 32, como el costo variable relacionado a consumibles agregados al proceso de combustión y que guarda relación directa con la producción de dicha unidad. Atendiendo a dicha definición, se consideró que dicho costo variable incluye los costos asociados al tratamiento de los agregados, es decir se incluyó el costo por servicios y materiales de la planta de tratamiento de agua en el cálculo del CVONC por tener relación directa con la producción de agua requerida para este modo de operación.



endesa eepsa

Observación 5.2:

EEPSA ha alcanzado el Informe del Estudio del CVNC en su componente CVONC, el cual corresponde únicamente para la inyección de agua, por las razones expuestas en el numeral 5.1.

La información correspondiente al Costo Variable de Mantenimiento de la unidad TGN4 continúa siendo elaborada. Por la complejidad en la recopilación, separación y procesamiento de dicha información, la presentación de esta información tomará más tiempo de lo solicitado inicialmente. Esto sin embargo, no imposibilita el reconocimiento del CVONC, cuya información de sustento se encuentra disponible y es independiente del costo de mantenimiento de la unidad.

Respecto de la explicación y sustento de los cálculos, se está agregando la información aclaratoria en el archivo "Inyección TGN4-Abril 2011_COES_verfinal rev 2.xlsx". Informes adicionales se adjuntan a la presente.

Observación 5.3: Respecto del consumo de agua desmineralizada/osmotizada para la potencia con inyección de agua (12.406 MW) de 47.03 m³/h, se está enviando el sustento correspondiente, lo cual se encuentra en la información del último Estudio de Potencia Efectiva de la unidad TGN4.

Observación 5.4: Respecto del requerimiento de agua para inyección, parámetro utilizado en el cálculo de los costos unitarios por químicos y energía eléctrica, ya han sido corregidos de 52m³/h a 47.03 m³/h. Respecto de la capacidad de la planta de 40 m³/hr, cabe mencionar que se cuenta con tanques de almacenamiento de agua desmineralizada/osmotizada, lo cual permite operar con el requerimiento de agua para la operación con inyección de la unidad.

Observación 5.5: De acuerdo a lo observado sobre el retiro de los montos correspondiente a los mantenimientos correctivos, aún cuando consideramos que sí deben ser incluidos, íntegramente o haciendo uso de información estadística, se procedió al retiro de los mantenimientos observados: SERV. REPARAC. BOMBA GRUNDFOS DE PTA DE OSMOSIS INV, REPARACION DE FUGA DE AGUA EN PTA DE AGUA DESMINERALIZADA y SERV. REPARACION DE BOMBA DE AGUA DE LA PTA.DE OSMOSIS INV.

Sin otro particular, le reiteramos nuestro cordial saludo.

Muy atentamente,

M.C.
Manuel Cieza Paredes
Gerente General

Empresa Eléctrica de Piura S.A.

César Lopez Rojas 201 Maranga - San Miguel - Lima - Perú
Teléfono: (511) 5172999 - Fax: (511) 5618053



**DETERMINACION DEL COSTO VARIABLE DE OPERACIÓN NO
COMBUSTIBLE (CVONC) DE LA UNIDAD TGN4 DE LA
CENTRAL TERMICA MALACAS 2**

(Modo operación con inyección de agua)

Noviembre 2011

INDICE

1. Objetivo
2. Alcances
3. Metodología
 - 3.1 Determinación de la potencia por inyección de agua
 - 3.2 Determinación del Costo Variable de Operación No Combustible (CVONC) asociado a la inyección de agua
 - 3.2.1 Determinación del costo variable del agua de suministro
 - 3.2.2 Determinación del costo variable de Tratamiento del agua
4. Determinación del CVONC asociado a la inyección de agua
 - 4.1 Descripción de la Unidad TGN4
 - 4.2 Determinación del CVONC
 - 4.2.1 Cálculo del Costo Variable del agua de suministro
 - 4.2.2 Cálculo del costo variable de tratamiento del agua
 - 4.2.3 Cálculo del CVONC asociado a la Inyección de agua
5. Anexos
 - 5.1 Registros de Consumo de Agua
 - 5.2 Relación de Facturas por servicios y materiales
 - 5.3 Cálculo del CVONC asociado a la Inyección de agua
 - 5.4 Informe COES-SINAC/D-1403-2009 -Pruebas de Potencia Efectiva .

1. OBJETIVO

El presente informe tiene por objetivo principal la determinación del Costo Variable de Operación No combustible (CVONC) asociado a la inyección de agua de la Unidad TGN4 de la Central Térmica Malacas 2 de EEP SA.

2. ALCANCES

Los alcances del Informe comprenden:

- Descripción de la metodología usada para el cálculo del CVONC de la unidad TGN4, en base al Procedimiento Técnico N° 32 del COES.
- Recopilación de la información y documentación de los costos asociados a la Inyección de Agua.
- Recopilación de datos y mediciones usadas para el cálculo.

3. METODOLOGÍA

La metodología utilizada para realizar el cálculo del Costo Variable de Operación No Combustible (CVONC) asociada a la inyección de agua, es la descrita en el procedimiento N° 32 COES, donde se define:

$$CVNC = CVONC + CVM$$

CVONC= Costo Variable de Operación No Combustible (S/./KWh)
 CVM= Costo Variable de Mantenimiento(S/./KWh)

De donde:

Costo Variable de Operación No Combustible (CVONC):
 Es el costo variable relacionado a consumibles agregados al proceso de combustión.
 Y se define:

$$CVONC = C_i \times C_a$$

C_i = Consumo del agregado i (m³/kWh), en función de la potencia media de la unidad.

C_a = Costo del agregado i (S/./m³)

3.1 DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA POR INYECCIÓN DE AGUA

Se determina la potencia debido a la inyección de agua como:

$$Pot\ iny = Pot\ con\ iny - Pot\ sin\ iny.$$

Donde:

Pot iny: Potencia por la inyección de agua (MW)
 Pot con iny: Potencia efectiva de la unidad con inyección de agua (MW)
 Pot sin iny: Potencia efectiva de la unidad sin inyección de agua (MW)

Según Informe COES-SINAC/D-1403-2009 -Pruebas de Potencia Efectiva adjunta.

3.2 DETERMINACIÓN DEL COSTO VARIABLE DE OPERACIÓN NO COMBUSTIBLE (CVONC) DE LA INYECCIÓN DE AGUA

Se determina el Costo Variable de Operación No Combustible (CVONC) asociado a la Inyección de agua, como la suma de los costos variables asociados al proceso de combustión, por consideraciones técnicas de la unidad y que guardan relación directa con la producción de dicha unidad.

Para esto, el Costo variable de Operación No combustible, en este caso específico asociado a la Inyección de agua, se compone del Costo Variable del agua de suministro y del Costo Variable de tratamiento del agua.

$$\text{CVONC}_{\text{Unidad}} = \text{CV iny} = \text{CV agua} + \text{CV trat.}$$

Donde:

CV iny = Costo variable de Operación No Combustible asociado a la inyección de agua (US\$/MWh)

CV agua = Costo variable del agua de suministro (US\$/MWh)

CV trat. = Costo variable de tratamiento del agua (US\$/MWh)

3.2.1 Determinación del costo variable del agua de suministro

$$\text{CV agua} = (\text{Q agua} \times \text{C agua}) / \text{Pot iny}$$

Donde:

CV agua = Costo variable del agua potable requerida (US\$/MWh)

Q agua = Cantidad requerida de agua (m³/hr)

C agua = Costo del agua (US\$/m³)

3.2.2 Determinación del costo variable de Tratamiento del agua

$$\text{CV trat.} = \text{CV quím} + \text{CV energ} + \text{CV serv}$$

CV trat. = Costo variable de tratamiento del agua (US\$/MWh)

CV quím = Costo variable de consumo de químicos (US\$/MWh)

CV energ = Costo variable de consumo de energía eléctrica (US\$/MWh)

CV serv = Costo variable de servicios y materiales en la planta de tratamiento (US\$/MWh)

3.2.2.1 Determinación de cada componente de CV trat. (CV(i)):

$$\text{CV (i)} = (\text{Q agua trat.} \times \text{C unit i}) / \text{Pot.iny}$$

Q agua trat. = Cantidad requerida de agua tratada (m³/hr)

C unit i = Costo unitario de i (US\$/m³)

4. DETERMINACION DEL CVONC de la unidad TGN4

4.1 Descripción de la Unidad TGN4

La unidad TGN4 de la Central Térmica Malacas 2 consta de una turbina a gas, con una potencia efectiva de 90.33 MW cuando opera sin inyección de agua y 102.73 MW cuando opera en modo de inyección de agua.

Para la operación con inyección de agua es necesario ingresar a la unidad, agua previamente tratada (agua desmineralizada /osmotizada) para lo cual se realiza un proceso de tratamiento con el uso de químicos, anti incrustantes, entre otros.

4.2 Determinación del CVONC

Para la determinación del CVONC asociado a la Inyección de Agua de la unidad TGN4, se ha tomado lo descrito en el procedimiento N° 32 del COES, según el cual:

El Costo Variable de Operación No Combustible es el costo variable relacionado a consumibles agregados al proceso de combustión, por consideraciones técnicas de la unidad, y que guardan proporción directa con la producción de dicha unidad. Entre estos se encuentran el aceite lubricante, la inyección de agua o vapor en las unidades turbogases entre otros.

Para el caso de la unidad TGN4 se ha considerado los costos asociados a la Inyección de agua. Estos costos son los costos de suministro de agua y los costos de tratamiento del agua específicamente para la inyección.

4.2.1 Calculo del Costo Variable del agua de suministro

Asociado al costo del agua sin tratamiento alguno, el cual debe ser realizado posteriormente para la inyección.

| COSTO VARIABLE DEL AGUA DE SUMINISTRO | | |
|---|-------------|-----------------|
| Inyección de agua desmineralizada/osmotizada para los 12.406 MW | 47.03 | m3/hr |
| Eficiencia de la planta de tratamiento (con agua de EPS Grau) | 68% | |
| Agua potable de EPS Grau requerida | 68.77 | m3/hr |
| Costo del agua de EPS Grau | 1.77 | US\$/m3 |
| Costo Variable del agua de suministro | 9.83 | US\$/MWh |

4.2.1.1 Cálculo de la eficiencia de la planta de tratamiento

Tomando como base los Registros de consumo y distribución del agua de la planta de tratamiento se hizo el cálculo de la eficiencia de la planta. De las descripciones mostradas en el cuadro se deben destacar:

Agua Industrial: Es el agua que ingresa a tratamiento, para posterior utilización en la inyección de agua de la unidad TGN4.

Agua Desmineralizada: Es el agua que ingresa a la unidad para la generación con inyección.

Eficiencia de la planta de tratamiento = Agua Desmineralizada / Agua Industrial

| CALCULO DE LA EFICIENCIA PROMEDIO | | | |
|-----------------------------------|-------------|--------|--------|
| Eficiencia por año | 2009 | 2010 | 2011 |
| Total Agua Industrial (m3) | 8,764 | 18,435 | 14,820 |
| Total Agua Desmineralizada (m3) | 6,134 | 12,351 | 10,315 |
| Eficiencia anual | 0.70 | 0.67 | 0.70 |
| Ponderación por numero de meses | 5 | 12 | 7 |
| Eficiencia promedio | 0.68 | | |

Los reportes del consumo y balance del agua utilizada se encuentran en el Anexo: Registro de Consumo de Agua.

4.2.2 Cálculo del costo variable de tratamiento del agua

Asociado a los costos relacionados al tratamiento del agua, y que varían directamente con la producción tales como: químicos, antiincrustantes, consumo de energía eléctrica para el tratamiento, servicios y materiales de la planta de tratamiento.

4.2.2.1 Consumo de químicos:

| Químico | Consumo(lt/hr) | Costo(US\$/lt) | Costo(US\$/hr) |
|------------------|----------------|----------------|----------------|
| HCL | 15.38 | 1.25 | 19.17 |
| anti-incrustante | 0.02 | 8.32 | 0.17 |
| Total | | | 19.34 |

4.2.2.2 Consumo de energía eléctrica para el tratamiento:

Consumo de energía eléctrica:

| | KWh/hr | US\$/KWh | US\$/hr |
|----------------|--------|----------|--------------|
| energía eléct. | 289.33 | 0.03529 | 10.21 |

4.2.2.3 Costo Variable (químicos+energía eléctrica)

| Costo Variable (químicos+energía eléctrica) para el tratamiento | | |
|--|-------------|-----------------|
| Subtotal costo de químicos y energía eléctrica | 29.55 | US\$/hr |
| Capacidad de la planta de tratamiento de agua | 40.00 | m3/hr |
| Costo para 47.03 m3 por hora = | 34.74 | US\$/hr |
| CV (químicos+energía eléctrica) | 2.80 | US\$/MWh |

4.2.2.4 Costo por servicios y materiales usados en la planta de Tratamiento

Se realizó una recopilación de las facturas de los últimos 3 años. Teniendo en cuenta que en algunos casos, los servicios y materiales duran más de un año, se ha estimado el tiempo de duración para obtener el equivalente al costo anual.

Relacionando el total por servicios y materiales, la cantidad total de agua de inyección y la potencia por inyección de agua se obtiene el costo por servicios y materiales anuales en US\$/MWh.

| CALCULO DEL COSTO POR SERVICIOS Y MATERIALES | | |
|---|-----------------------------|----------------------|
| | Inyección de agua en m3 (*) | Costo (US\$/año) |
| 2009 | 6,134.45 | 757.95 |
| 2010 | 12,351.35 | 10,531.09 |
| 2011 | 10,314.83 | 45,075.24 |
| Total | 28,800.63 | 56,364.29 |
| Costo por servicios y materiales promedio anual | | 1.96 US\$/m3 |
| Costo por servicios y materiales en US\$/MWh | | 7.42 US\$/MWh |

(*) para el periodo considerado

4.2.2.5 Costo Variable Total del tratamiento de agua

| | | |
|---|--------------|-----------------|
| CV (químicos+energía eléctrica) | 2.80 | US\$/MWh |
| CV servicios y materiales | 7.42 | US\$/MWh |
| Costo Variable de tratamiento del agua | 10.22 | US\$/MWh |

4.2.3 Cálculo del CVONC asociado a la Inyección de agua

| | | |
|--|--------------|-----------------|
| Costo Variable del agua de suministro | 9.83 | US\$/MWh |
| Costo Variable de tratamiento del agua | 10.22 | US\$/MWh |
| CVONC TOTAL DEL AGUA DE INYECCIÓN | 20.05 | US\$/MWh |
| CVNC TGN4 sin inyección de agua(*) | 2.69 | US\$/MWh |
| CVNC TOTAL CON INYECCIÓN DE AGUA | 22.74 | US\$/MWh |

(*)Nota:

Costo asignado por el COES según documento COES/D-188-2011.
Este costo está en proceso de actualización.

Comentarios:

1. El detalle de los cálculos se encuentra en el archivo "Inyección TGN4-Abril 2011_COES_verfinal rev 2" que se adjunta en medio magnético.





endesa eepsASTRO DE CONSUMO DE AGUA

UNIDAD:
AÑO:
AREA :
REPORTE:

TGN4
2010
OPERACIONES
Datos de Operación a Medio Ambiente

| DESCRIPCIÓN | MES | | | | | | | | | | | |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic |
| CONSUMO DE AGUA | | | | | | | | | | | | |
| Consumo total (V) (m3) | 1,189 | 3,538 | 3,197 | 6,380 | 6,027 | 7,240 | 7,177 | 3,601 | 4,993 | 2,883 | 6,303 | 1,483 |
| Agua Desmineralizada (m3) | 258 | 990 | 910 | 2,394 | 1,670 | 1,582 | 1,239 | 659 | 797 | 441 | 553 | 860 |
| DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO DE AGUA | | | | | | | | | | | | |
| Doméstico (V1) | 804 | 2,061 | 1,839 | 2,808 | 3,535 | 4,879 | 5,328 | 2,617 | 3,804 | 2,225 | 5,477 | 200 |
| Inyección TGN-4 | 344 | 1,320 | 1,213 | 1,882 | 1,599 | 1,582 | 1,652 | 879 | 1,063 | 781 | 603 | 343 |
| Efluente (V3) | - | 990 | 910 | 2,394 | 1,670 | 1,582 | 1,239 | 659 | 797 | 441 | 553 | 860 |
| Producción Osmosis, contómetro (V4) | -141 | -385 | -358 | 456 | 16 | -55 | -468 | -275 | -321 | -395 | -105 | 461 |
| Almacén Tímetro | 127 | 488 | 448 | 1,179 | 822 | 779 | 610 | 325 | 393 | 217 | 272 | 423 |
| Efluente Rechazo | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 |
| Efluente Lavado filtros, pruebas SCI. | 385 | 1,477 | 1,358 | 3,572 | 2,492 | 2,361 | 1,849 | 984 | 1,189 | 658 | 826 | 1,283 |
| Agua Industrial | 0.67 | 0.67 | 0.67 | 0.67 | 0.67 | 0.67 | 0.67 | 0.67 | 0.67 | 0.67 | 0.67 | 0.67 |
| Eficiencia | | | | | | | | | | | | |

8



REGISTRO DE CONSUMO DE AGUA

TGN4
 2011
 OPERACIONES
 Datos de Operación a Medio Ambiente

UNIDAD:
 AÑO:
 AREA :
 REPORTE:

| DESCRIPCIÓN | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| CONSUMO DE AGUA | | | | | | | |
| Consumo total (V) (m3) | 2,463 | 1,908 | 3,195 | 1,928 | 3,050 | 3,578 | 3,262 |
| Agua Desmineralizada (m3) | 1,509 | 1,186 | 1,146 | 548 | 1,410 | 2,381 | 2,135 |
| DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO DE AGUA | | | | | | | |
| Doméstico (V1) | 404 | 172 | 1,499 | 830 | 1,092 | 271 | 296 |
| Inyección TGN-4 | 1,630 | 910 | 1,185 | 380 | 1,183 | 2,339 | 1,517 |
| Efluente: Regeneración (V3) | 550 | 550 | 550 | 550 | 1,410 | 2,381 | 2,135 |
| Producción Osmosis, contómetro (V4) | -296 | 102 | -214 | -7 | 151 | -33 | 543 |
| Almacén Ttmo | | | | | 548 | 926 | 830 |
| Efluente Rechazo | 175 | 175 | 175 | 175 | 75 | 75 | 75 |
| Efluente Lavado filtros, pruebas SCI. | 2,059 | 1,736 | 1,696 | 1,098 | 1,958 | 3,307 | 2,966 |
| Agua Industrial | 0.73 | 0.68 | 0.68 | 0.50 | 0.72 | 0.72 | 0.72 |
| Eficiencia | | | | | | | |

8

COSTO DE SERVICIOS Y MATERIALES DE LAS PLANTAS DE TRATAMIENTO DE AGUA EJECUTADO

Periodo agosto 2009 - Julio 2011

RELACION DE FACTURAS POR SERVICIOS Y MATERIALES

| ITEM | No. FACTURA | DESCRIPCION | IMPORTE SIN IGV USD \$ | N. SOLES | PROVEEDOR | FECHA FACTURA | DURACION | Costo por año en US\$ | Total por año en US\$ |
|------|---------------|--|---------------------------|-----------|--------------------------|------------------|----------|--------------------------|--------------------------|
| 1 | 001-047023 | LIMPIADORES PARA TABLEROS ELECTRICOS EN PTA DE AGUA | | 1,111.00 | CASSADO | 25.11.09 | 1 | 396.79 | |
| 3 | 001-001891 | ACONDICIONAMIENTO DE TK DE AGUA PTA OSMOSIS | | 3,881.75 | GYN | 15.12.09 | 5 | 277.27 | |
| 4 | 001-001700 | ADQUISICION DE TUBERIA PLASTICA PTA DE TRATAMIENTO DESMINER | | 2,349.16 | GYN | 16.12.09 | 10 | 83.90 | |
| 5 | 001-008587 | ADO. MEMBRANA Y OTROS ACCESORIOS | 824.00 | | VAMSAC | 25.03.10 | 5 | 164.80 | |
| 6 | 001-0073621 | ADQ. REPUESTOS PARA BOMBA DE AGUA PTA DE OSMOSIS INV. | 6,403.42 | | LA LLAVE S.A | 31.03.10 | 5 | 1,280.68 | |
| 7 | 0002-000137 | ADQ. DE MANOMETROS PARA REEMPLAZO EN EQUIPOS DE PTAS DE AGUA. | 478.00 | | MEGASUPPLY S.R.L | 15.07.10 | 10 | 47.80 | |
| 9 | 001-0080944 | SERV. PUESTA EN MARCHA DE BOMBA GOULD DE PTA DE OSMOSIS INV | 490.00 | | LA LLAVE S.A | 20.09.10 | 5 | 98.00 | |
| 11 | 001-0081711 | ADQ. DE BOMBA PARA REEMPLAZAR EN PLANTA DE OSMOSIS INVERSA | 8,940.83 | | LA LLAVE S.A | 05.11.10 | 10 | 894.08 | |
| 12 | 001-0081791 | ADQ. SELLO MECANICO PARA REEMPLAZAR BOMBA PTA DE OSMOSIS INV. TREN 2 | 127.19 | | LA LLAVE S.A | 06.11.10 | 10 | 12.72 | |
| 13 | 001-0081810 | ADQ. DE REPUESTOS PARA REPARAR BOMBA PTA DE OSMOSIS INV. TREN 2 | 522.78 | | LA LLAVE S.A | 06.11.10 | 10 | 1,550.32 | |
| 14 | 001-0007864 | LIMPIEZA DE TANQUE EN PTA DE AGUA DE OSMOSIS INVERSA | | 4,340.89 | GYN | 22.12.10 | 1 | 1,595.74 | |
| 15 | 001-0007865 | LIMPIEZA DE TANQUE EN PTA DE AGUA DESMINERALIZADA | 14,504.00 | | MERCANTIL INTERAMER S.A | 23.12.10 | 3 | 4,834.67 | |
| 16 | 010-0021979 | MEMBRANA PTA DE TRATAMIENTO DE AGUA OSMOSIS INV. | | 20,300.81 | SIEMENS | 08.03.11 | 10 | 725.03 | |
| 17 | 003-0049168 | SIMATIC FIELD (SISTEMA CONTROLADOR DE PLC DE PTA DE OSMOSIS) | 15,085.00 | | DIN AUTOMATIZACION S.A C | 21.03.11 | 10 | 1,508.50 | |
| 18 | 001-0007713 | SUMINISTRO Y REEMPLAZO DE EQUIPOS PLC PTA DE AGUA DESM. TREN 1 | | 980.00 | LOGINDUSTRIAS S.R.L. | 28.03.11 | 10 | 35.00 | |
| 19 | 001-0020456 | MANOMETRO PARA REEMPLAZAR EN TUBERIA PTA DE OSMOSIS TREN1 | 2,496.00 | | 70,085.72 | SKANSKA | 15.04.11 | 1 | 25,030.61 |
| 20 | AL/IEPSA/031/ | Servicio de mantenimiento preventivo anual de equipos rotativos y no rotativos | | | MERCANTIL INTERAMER S.A | 15.07.11 | 0.25 | 9,984.00 | |
| 21 | 010-0025086 | CILINDRO DE ANTIINCURSTANTE PARA MEMBRANA DE OSMOSIS INVERSA | | 5,017.60 | MERCANTIL INTERAMER S.A | 25.07.11 | 5 | 358.40 | |
| 22 | 010-0025245 | CNPA1000PP82 BOMBA DOSIFICADORA CONCEPT PLUS 10 BAR 5MC MONOFAS | | 2,340.00 | SERMETEC | 18.07.11 | 2 | 417.86 | |
| 23 | 0001-002266 | SERV. TRABAJOS DE MANTO EN PTA DE OSMOSIS INV. | | 1,800.00 | SERMETEC | 18.07.11 | 2 | 321.43 | |
| 24 | 0001-002265 | SERV. TRABAJOS DE MANTO EN PTA DE OSMOSIS DESMINERALIZADA | | 1,800.00 | SERMETEC | 9.05.11 | 1 | 642.86 | |
| 25 | 0001-00246 | SERV. REPARACION PTA. TRATAMIENTO DE AGUA | 3,292.80 | | MERCANTIL INTERAMER S.A | 16.06.11 | 3 | 1,097.60 | |
| 26 | 010-0024400 | MATERIALES Y SERV. DE CONTROL E INSTRUMENTACION | 750.00 | | MERCANTIL INTERAMER S.A | 07.07.11 | 0.25 | 3,000.00 | |
| 27 | 010-0024411 | ADQUISICION DE FILTROS DE CARTUJO DE 5 MICRAS | 5,861.87 | | MERCANTIL INTERAMER S.A | 05.07.11 | 3 | 1,953.96 | |
| 28 | 010-0024353 | ADQUISICION DE MEMBRANAS PARA PTA DE OSMOSIS INV. | | | MERCANTIL INTERAMER S.A | | | | 10,531.09 |

COSTO ANUAL PROMEDIO DE SERVICIOS Y MATERIALES EN US. \$

\$56,364.29

| CALCULO DEL COSTO POR SERVICIOS Y MATERIALES | |
|---|------------------|
| Inyeccion de agua en m3 (t) | Costo (US\$/ano) |
| 2009 | 6,134.45 |
| 2010 | 12,351.35 |
| 2011 | 45,075.24 |
| Total | 66,561.29 |
| Costo por servicios y materiales promedio anual | 1,96 US\$/m3 |
| Costo por servicios y materiales en US\$/MWh | 7.42 US\$/MWh |



COMITÉ DE OPERACIÓN ECONOMICA DEL SISTEMA
INTERCONECTADO NACIONAL
San Isidro, 04 de setiembre de 2009

COES/D-1403-2009

Señor Ingeniero
Manuel Cieza Paredes
Gerente General
EEPSA
Presente.-

Asunto : DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA EFECTIVA Y RENDIMIENTO
DE LA UNIDAD TGN-4 DE LA C.T. MALACAS OPERANDO CON
GAS NATURAL CON Y SIN INYECCION DE AGUA.

Ref. : Carta EEP-GC-206-2009 de fecha 14 de agosto de 2009

De mi consideración:

Tengo el agrado de dirigirme a usted para comunicarle que hemos recibido la respuesta a las últimas observaciones al Estudio de Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de la Unidad TGN-4 de la CT Malacas por parte de la empresa ejecutora del ensayo Alfa Plus.

De la revisión efectuada al informe de levantamiento de observaciones de la empresa ejecutora del ensayo Alfa Plus se identificó que se ha utilizado para la determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento los registros electrónicos consignados por el equipo *ad-hoc* (*data logger*) y los medidores propios de la central, a pesar de que todos esos datos no fueron registrados como parte del Acta de Ensayo. Los datos que fueron registrados como parte del Acta de Ensayo fueron los datos tomados manualmente.

Por nuestra parte hemos realizado los cálculos de la determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento con ambos datos (manual y electrónico) y encontramos una pequeña diferencia en los resultados del orden de los decimales que consideramos aceptables.

Por consiguiente, el Informe del asunto y sus resultados han sido aprobados por esta Dirección, conforme se detalla en los cuadros N° 1 y 2, del Anexo que se adjunta. Los valores consignados serán válidos a partir de las 00:00 horas del día sábado 5 del presente mes.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo.

Atentamente,

Ing. JAIME GUERRA MONTES DE OCA
DIRECTOR EJECUTIVO (S)
COES

Adj. Le indicado
GS/EE
C.c.: DO, DP, SPR, SCO, SEV, STR

Manuel Roud y Paz Soldón N° 364
San Isidro, Lima - Perú
Telf.: (51-1) 511-8585 - Fax: (51-1) 705-3076
www.coes.org.pe

ANEXO

Cuadro N° 1: Potencia Efectiva y Consumo de Servicios Auxiliares de la Unidad TGN4 de la Central Térmica Malacas operando con gas natural con y sin inyección de agua

| Condición de la Turbina | Potencia Efectiva (kW) | Potencia en Auxiliares (kW) |
|-------------------------|------------------------|-----------------------------|
| Sin Inyección de agua | 90 333,0 | 203,37 |
| Con Inyección de agua | 102 739,0 | 364,00 |

Cuadro N° 2: Rendimiento de la Unidad TGN4 de la Central Térmica Malacas operando con gas natural a diferentes condiciones de carga con y sin inyección de agua

| Sin inyección de agua | | | | | | |
|------------------------------------|---------------|------------------|---------|--------|--------|---------|
| Parámetro | Unidad | Cargas Parciales | | | | |
| Potencia | Nominal (kW) | 23 000 | 48 000 | 69 000 | 89 000 | 92 000 |
| | Efectiva (kW) | 21 663 | 44 004 | 68 614 | 87 507 | 90 333 |
| Consumo de Combustible | MPCS/kWh | 0,0205 | 0,0147 | 0,0125 | 0,0119 | 0,0118 |
| Consumo Específico de calor - LHV | kJ/kWh | 20 300 | 14 608 | 12 407 | 11 883 | 11 8012 |
| Rendimiento | kWh/MPCS | 48,71 | 68,01 | 80,08 | 83,75 | 84,11 |
| Eficiencia térmica - LHV | % | 17,85 | 24,84 | 29,01 | 30,36 | 30,48 |
| Con inyección de agua | | | | | | |
| Parámetro | Unidad | Cargas Parciales | | | | |
| Potencia | Nominal (kW) | 103 000 | 106 000 | | | |
| | Efectiva (kW) | 101 020 | 102 739 | | | |
| Consumo de Combustible | MPCS/kWh | 0,0124 | 0,0127 | | | |
| Consumo Específico de calor - LHV | kJ/kWh | 12 320 | 12 838 | | | |
| Rendimiento | kWh/MPCS | 80,84 | 78,82 | | | |
| Eficiencia Térmica - LHV | % | 29,22 | 28,49 | | | |
| Consumo en vacío (MPCStd/h): 238,0 | | | | | | |

Poder Calorífico Superior - HHV : 1 044 360 BTU/MPCStd
 Poder Calorífico Inferior - LHV : 841 690 BTU/MPCStd

Lima, 03 de septiembre de 2009



| | |
|-------------------------|---------------------------------|
| EMPRESA: | Empresa Eléctrica de Piura S.A. |
| CENTRAL TERMoeLECTRICA: | C.T. Malacas |
| GRUPO ENSAYADO: | Turbina a Gas ABB GT11NM N° 4 |
| FECHA: | 16/04/2009 |
| MODO: | Modo XP - con agua |
| ALTITUD: | 50 |
| POTENCIA DECLARADA: | 105,000 |
| Hora Inicio: | 06:30 p.m. |
| Hora Fin: | 11:30 p.m. |

| PUNTOS DE MEDICION | N° | Promedio |
|--|-----------------|----------|
| | | |
| Horas | de: | |
| | a: | |
| Potencia Bruta | [kW] | 105,034 |
| Consumo auxiliares | [kW] | |
| Potencia Neta | [kW] | 105,034 |
| Factor de potencia del generador | [-] | 0.99 |
| Velocidad de rotación | [RPM] | 3,601 |
| Temperatura B.S. | [°C] | 24.91 |
| | [°K] | 298.06 |
| Humedad relativa | [%] | 54.9% |
| Presión Atmosférica | [mmHg] | |
| Humedad absoluta | [kgagua/kgaire] | |
| Temperatura en la cámara de combustión | [°C] | 1,048.0 |
| Temperatura de salida de gases | [°C] | 501.6 |
| Inyección de agua | [kg/s] | 13.064 |
| Temperatura del combustible | [°F] | |
| | [°C] | |
| Presión del Combustible | [bar] | 17.82 |
| Consumo de combustible | [kg/s] | 7.393 |

De la Inyeccion de Agua Promedio:
Inyeccion de Agua en m3/hr

47.03

COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE DE LA INYECCION DE AGUA DE LA UNIDAD TGN4

(Según Informe COES-SINAC/D-1403-2009 -Pruebas de Potencia Efectiva)

12.406 MWh

POTENCIA EFECTIVA POR HORA

COSTO VARIABLE DEL AGUA DE SUMINISTRO

Inyección de agua desmineralizada/osmotizada para los 12.406 MW 47.03 m3/hr
 Eficiencia de la planta de tratamiento (con agua de EPS Grau) 68%
 Agua potable de EPS Grau requerida 68.77 m3/hr
 Costo del agua de EPS Grau 1.77 US\$/m3
Costo Variable del agua de suministro 9.83 US\$/MWh

(Según data de la prueba de potencia efectiva).

(Según mediciones adjuntas en la hoja "Eficiencia planta de Agua")

(Según Recibo 1-1168208-82 de EPS Grau convertido a US\$)

COSTO VARIABLE DE TRATAMIENTO DE AGUA

Consumo de químicos:

| Químico | Consumo(lt/hr) | Costo(US\$/lt) | Costo(US\$/hr) |
|------------------|----------------|----------------|----------------|
| HCL | 15.38 | 1.25 | 19.17 |
| anti-incrustante | 0.02 | 8.32 | 0.17 |
| Total | | | 19.34 |

Detalle de consumo de químicos:

| Químicos | Cantidad | Costo Total (US\$) | Costo unitario (US\$/lt) | Transporte (\$/lt.) | Costo Total (US\$/lt) |
|------------------|----------|--------------------|--------------------------|---------------------|-----------------------|
| HCL | 4990 kg. | 2746.00 | 0.63 | 0.62 | 1.25 |
| anti-incrustante | 20 gal. | 630.00 | 8.32 | | 8.32 |

Tipo de Cambio: 2.843

Densidad(Kg/lt) 1.147

*HCl al 30% 3.785 lt/gal

Equiv. Anti-incrust.

| Transporte | Cantidad | Costo Total(US\$) | Costo unitario |
|--------------|----------|-------------------|----------------|
| Por 2490 Kg. | 2490 kg. | 1336.62 | 0.537 US\$/kg |

(Según Factura 001-254697 del 06.04.2011 y 001-0248734 del 22.07.11)

(Según Factura 001-002762 del 06.10.2010)

Consumo de energía eléctrica:

| | KWh/hr | US\$/KWh | US\$/hr |
|--|--------|----------|---------|
| | | | |

(Según Factura 0001-039354 del 08.04.2011)

9

| | | | |
|----------------|--------|---------|-------|
| energía eléct. | 289.33 | 0.03529 | 10.21 |
|----------------|--------|---------|-------|

Detalle de consumo de energía eléctrica

| Consumo en | Total(KWh/hr) |
|---|---------------|
| *Pta. Desalinizadora | 39.15 |
| -Bombas de agua cruda | 29.84 |
| -Bomba de transferencia a modulo de inyección | |
| *Pta. Osmosis | 22.38 |
| -1 motor de alta potencia de 15 HP por tren | 7.46 |
| -1 motor de 5 HP para hidroneumáticos por tren | 4.00 |
| -2 motores de 1 HP c/u para bombas cosificadoras por tren | 186.5 |
| *Transf. a combustor | 289.33 |
| Total de Energía eléctrica consumida | |

Subtotal costo de químicos y energía eléctrica 29.55 US\$/hr
 Capacidad de la planta de tratamiento de agua 40.00 m3/hr
 Costo para 47.03 m3 por hora = 34.74 US\$/hr
CV (químicos+energía eléctrica) 2.80 US\$/MWh

Costo variable de servicios y materiales en la planta de tratamiento
 CV servicios y materiales 7.42 US\$/MWh
Costo Variable de tratamiento del agua 10.22 US\$/MWh

COSTO VARIABLE DEL AGUA DE INYECCIÓN 20.05 US\$/MWh

CVNC TGN4 sin inyección de agua(*) 2.69 US\$/MWh
CVNC TOTAL CON INYECCIÓN DE AGUA 22.74 US\$/MWh

(*)Nota:
 Costo asignado por el COES según documento COES/D-188-2011.
 Este costo está en proceso de actualización.

B