ES COPIA AUTENTICADA

JOSE ALADZEME ROSALES
SECRETARIO GENERAL
MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS

Resolución Ministerial Nº516-2005-MEM/DM

Lima, 13 de diciembre 2005

CONSIDERANDO:

Que, de conformidad con lo dispuesto en los incisos c) y d) del artículo 40° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, el funcionamiento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES) se regirá por las disposiciones que señale el Reglamento, contemplando los procedimientos para la optimización de la operación y los procedimientos para la valorización de las transferencias de potencia y energía;

Que, entre las funciones que el artículo 86° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas le asigna al Directorio del COES, está comprendida la de proponer al Ministerio, para su aprobación, los procedimientos referidos en el considerando que antecede;

Que, en concordancia con las normas antes citadas, el artículo 121° del Reglamento establece que en los casos en que el COES deba proponer procedimientos al Ministerio, corresponde a éste aprobarlos, y que a falta de propuesta o cuando el Ministerio formule observaciones a dichos procedimientos y éstas no sean subsanadas a satisfacción del Ministerio, corresponderá a éste establecer los procedimientos respectivos dentro de los márgenes definidos en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento;

Que, en ejercicio de sus funciones, el COES ha propuesto al Ministerio, para su aprobación, el Procedimiento N° 32 denominado "Criterios y Metodología para la Programación de la Operación de Corto Plazo de las Centrales de Generación del COES", el Procedimiento N° 33 denominado "Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Termoeléctricas del COES" y el Procedimiento N° 34 denominado "Determinación de los Costos de Mantenimiento de las Unidades Termoeléctricas del COES";

Que, el Procedimiento N° 32 está orientado a establecer criterios técnicos y económicos, así como la metodología para la programación semanal y diaria de la operación de las unidades de generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), que garantice una operación segura y económica del Sistema;

Que, el Procedimiento N° 33 tiene por objeto establecer los criterios y la metodología de cálculo para la determinación de los costos variables de las unidades termoeléctricas del SEIN que serán utilizados en las valorizaciones de las transferencias de energía y en el cálculo de las compensaciones por reconocimientos de costos incurridos, considerando la gestión eficiente de las centrales termoeléctricas del Sistema;

Que, finalmente, el Procedimiento N° 34 establece los principios y criterios metodológicos bajo los cuales las empresas integrantes del COES sustentarán los costos variables y los costos fijos no combustibles relativos al mantenimiento de sus unidades termoeléctricas, para su aplicación en la programación de la operación, el despacho y las

correspondientes transferencias de energía activa, así como en las propuestas de fijación de tarifas a la que regularmente el COES está obligado a efectuar;

Que, el COES ha cumplido con subsanar debidamente las observaciones que fueron formuladas por el Ministerio, razón por la cual procede la aprobación de los Procedimientos antes referidos;

Que, de conformidad con la Resolución Ministerial N° 162-2001-EM/SG, el proyecto del presente dispositivo ha sido prepublicado en la Página Web del Ministerio de Energía y Minas;

De conformidad con los dispositivos legales que anteceden y estando a lo dispuesto por el Decreto Legislativo N° 560, Ley del Poder Ejecutivo, y el Decreto Ley N° 25962, Ley Orgánica del Sector Energía y Minas;

Con la opinión favorable del Director General de Electricidad y del Vice Ministro de Energía;

SE RESUELVE:

Artículo 1º. – Aprobar el Procedimiento N° 32 – "Criterios y Metodología para la Programación de la Operación de Corto Plazo de las Centrales de Generación del COES", cuyo texto forma parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 2º. – Aprobar el Procedimiento N° 33 – "Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Termoeléctricas del COES", cuyo texto forma parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 3º. – Aprobar el Procedimiento N° 34 – "Determinación de los Costos de Mantenimiento de las Unidades Termoeléctricas del COES", cuyo texto forma parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 4º. – La presente Resolución Ministerial entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación en el diario oficial "El Peruano.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

GLODOMIRO SÁNCHEZ MEJÍA
Ministro de Energía y Minas

PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA N° 32

CRITERIOS Y METODOLOGÍA PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN DE CORTO PLAZO DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN DEL COES

1. OBJETIVO

Establecer los criterios técnicos y económicos, y la metodología para la Programación de la Operación de Corto Plazo[1] de las unidades de generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), que garantice la operación segura y económica del sistema, considerando la gestión eficiente de las mismas para el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos y el cumplimiento de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

2. BASE LEGAL

2.1. Ley de Concesiones Eléctricas - D.L. 25844 (Artículos 39º y 41º).

2.2. Reglamento del D.L. 25844 - D.S. 009-93-EM (Artículos 91º inciso a, 92º, 93º, 95º, 96º, 97º, 99º, 106º y 107º).

2.3. D.S. Nº 016-2000-EM y su modificatoria, D.S. Nº 034-2001-EM del 04.07.01.

2.4. D.S. Nº 055-2002-EM del 21.12.2002.

2.5. Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, R.D. Nº 049-99-EM/DGE.

2.6. Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, D.S. Nº 009-99-EM (Título Tercero, artículo 3.5, Título Quinto, Calidad del Producto, Título Sexto, Calidad del Suministro)

3. DEFINICIONES Y NOMENCLATURAS

Las definiciones utilizadas en el presente Procedimiento, están precisadas en el Glosario de Abreviaturas y Definiciones o, cuando sea necesario, en el propio cuerpo del presente Procedimiento.

4. RESPONSABILIDADES

4.1. De la DOCOES

4.1.1 Aprobar los costos variables de las unidades de generación del SEIN, utilizados en la programación de la operación de corto plazo (PSO y PDO).

[1] El Programa de Operación de Corto Plazo comprende el Programa Semanal de Operación (PSO) y el Programa Diario de Operación (PDO).

4.1.2 Aprobar los costos totales de arranque - parada de las unidades termoeléctricas del SEIN, utilizados en la programación de la operación de corto plazo (PSO y PDO).

4.1.3 Aprobar y mantener actualizada la información referente a los precios, costos y calidad de los combustibles líquidos, sólidos y gaseosos, utilizados por las unidades termoeléctricas conforme a los procedimientos N°31-A, N°31-B y N°31-C.

4.1.4 Aprobar y mantener actualizada la información técnica de las unidades de generación del SEIN, necesaria para la aplicación del presente procedimiento.

4.1.5 Revisar y aprobar los informes de costos que sustenten las empresas de generación hidroeléctrica conforme a Ley y el Reglamento.

4.2. Del Coordinador

4.2.1 Coordinar con los Integrantes del COES, el cumplimiento y la ejecución de los programas de operación de corto plazo (PSO o PDO) o la Reprogramación de la Operación.

4.2.2 Informar a la DOCOES los motivos del arranque de las unidades termoeléctricas consideradas o no en los programas de corto plazo, así como las horas de arranque, parada y el tiempo de operación de las mismas.

4.2.3 Informar diariamente a la DOCOES y a los Integrantes del COES el número de arranques de cada una de las unidades termoeléctricas en los correspondientes IDCOS.

4.2.4 Informar a la DOCOES diariamente la concentración de sólidos en suspensión registrada en las centrales hidroeléctricas.

4.3. De los miembros del COES

Actualizar y transferir la información requerida por la DOCOES para la aplicación del presente procedimiento.

5. PERIODICIDAD

Según los Programas Semanales de Operación (PSO) y/o Diarios (PDO) y/o la Reprogramación de la Operación y de acuerdo a las directivas de los procedimientos PR-N° 01, PR-N° 02 y PR-N° 06.

6. VIGENCIA

Indefinida, según la periodicidad y los Programas Semanales de Operación (PSO) y/o Diarios (PDO) y/o la Reprogramación de la Operación, de acuerdo a las directivas de los procedimientos PR-N° 01, PR-N° 02 y PR-N° 06.

7. INFORMACIÓN REQUERIDA

7.1 MEDIOS

Correo físico, correo electrónico u otros medios digitales, vía fax, teléfono en caso de desperfecto del medio electrónico o por medios similares, y en los plazos establecidos por la DOCOES.

7.2 REQUERIMIENTOS

La información requerida por la DOCOES para la aplicación del presente procedimiento, será presentada y sustentada en lo que corresponda, por los Integrantes del COES, la que será verificada y aprobada por la DOCOES. La DOCOES, si estima necesario solicitará a los integrantes el sustento técnico de la información mencionada sobre la base de pruebas de operación realizadas por un consultor externo especializado a cargo del titular .

En caso que las empresas no cumplan con presentar la información necesaria o el sustento de la misma no fuera aprobado, la DOCOES asumirá a su mejor criterio la información a utilizar y la pondrá en conocimiento de los integrantes del COES.

A continuación se detalla la descripción de los datos técnicos, la periodicidad y el flujo de información necesarios que debe existir entre la DOCOES, el Coordinador y los Integrantes del COES:

a. **Características técnicas y operativas de unidades termoeléctricas:** Fabricante de la unidad, Potencia efectiva, Curvas de rendimiento, Función de consumo específico de calor.
   Reporte: Conforme al procedimiento PR-N° 17.
   Emisor: Integrantes del COES.
   Receptor: La DPC [2] con copia al Coordinador.

b. **Características del combustible:** Tipo, Procedencia, Calidad, Poder Calorífico Inferior y Superior, costos del combustible y disponibilidad de combustible para cada horizonte de programación.
   Reporte: Conforme a procedimientos PR-Nº 31A, N° 31B y N° 31C.
   Emisor: Integrantes del COES.
   Receptor: La DPC con copia al Coordinador.

c. **Características de los agregados:** Tipo de consumibles agregados, función de consumo de agregados y costos de agregados.
   Reporte: Según fichas técnicas de la unidad y/o a solicitud de la DOCOES sustentado con informe técnico especializado realizado por un consultor externo.
   Emisor: Integrantes del COES.
   Receptor: La DPC con copia al Coordinador.

d. **Tiempos:** Tiempos de arranque, del proceso de toma de carga, del proceso de descarga y de parada.

[2] DPC: División de Planeamiento y Coordinación

Reporte: Según fichas técnicas de la unidad y/o a solicitud de la DOCOES sustentado con informe técnico especializado realizado por un consultor externo.
Emisor: Integrantes del COES.
Receptor: La DPC con copia al Coordinador.

e. **Mantenimientos**: Costo variable de mantenimiento, costo de mantenimiento por arranque.
Reporte: Informe técnico especializado basado en la metodología del procedimiento PR-N° 34. En caso que las empresas no cumplan con presentar la información necesaria o el sustento de la misma no fuera aprobado, la DOCOES podrá solicitar mayores estudios a la empresa titular y/o asumir a su mejor criterio la información a utilizar y la pondrá en conocimiento de los demás integrantes.
Emisor: Integrantes del COES.
Receptor: La DPC con copia al Coordinador.

f. **Información adicional de las unidades térmicas:** Energía generada en los procesos de carga al 100% y descarga al 0%, consumo de combustible en el arranque y en la parada, consumo de combustible en las rampas de carga y descarga.
Reporte: Según fichas técnicas de la unidad y/o a solicitud de la DOCOES sustentado con un informe técnico especializado realizado por un consultor externo.
Emisor: Integrantes del COES.
Receptor: La DPC con copia al Coordinador.

g. **Pronóstico hidrológico de las cuencas del SEIN**.
Reporte: Diario/semanal
Emisor: Integrantes del COES.
Receptor: La DPC con copia al Coordinador.

h. **Valor del Agua**.
Reporte: Conforme al procedimiento PR-Nº 08
Emisor: DPC.
Receptor: El Coordinador y los integrantes del COES.

i. **Costos por sólidos en suspensión**.
Reporte: Semanal, según metodología sustentada mediante un informe técnico presentado por la empresa solicitante y aprobada por la DOCOES.
Emisor: El Coordinador y los integrantes del COES.
Receptor: DPC.

j. **Lista de prioridades en función a los costos variables totales y afectados por factor de pérdidas marginales de energía.**
Reporte: Semanal
Emisor: La DOCOES.
Receptor: El Coordinador y los Integrantes del COES.

k. **Pronóstico de los costos marginales de Operación del SEIN**.

Reporte: Diario/semanal
Emisor: La DOCOES.
Receptor: El Coordinador y los Integrantes del COES.

8. APROBACIÓN

La DOCOES.

9. PROGRAMACION DE LA OPERACIÓN DE CORTO PLAZO

El objetivo de la programación de la operación de corto plazo es determinar el menor costo económico del sistema garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos; es decir, la combinación de operación de unidades de generación que hace mínimo el costo incurrido en la generación de aquellas para satisfacer la demanda durante un periodo determinado considerando las restricciones operativas.

La metodología utilizada para la programación de la operación está descrita en el Anexo A del presente procedimiento.

9.1 COSTO VARIABLE DE UNIDADES TERMOELÉCTRICAS (CV)

$$CV_i^t = CVC_i^t + CVNC_i^t$$

t tiempo (normalmente es 1 ó ½ hora).

CV_i^t costo variable de la unidad termoeléctrica i en t (S/./KWh).

CVC_i^t costo variable combustible de la unidad i en t (S/./KWh), (Costo medio).

$CVNC_i^t$ costo variable no combustible de la unidad i en t (S/./KWh), (Costo medio).

9.1.1 COSTO VARIABLE COMBUSTIBLE (CVC)

$$CVC_i^t = HR_i^t \times cc_i^t$$

HR_i^t consumo específico de calor (Heat Rate) de la unidad i en t (MMBTU/KWh).

cc_i^t costo o precio del combustible de la unidad i (S/./MMBTU). El precio único es utilizado en el caso de las unidades a gas, conforme al procedimiento PR-31C .

Todos estos valores deberán estar referidos al poder calorífico inferior del combustible (PC_{inf}), éste estará expresado en unidad de calor por unidad de masa o volumen. Para ello y de ser necesario la DOCOES establecerá la relación de conversión respectiva entre los valores referidos a PC_{inf} y los valores referidos al poder calorífico superior del combustible (PC_{sup}).

9.1.1.1 Consumo Específico de calor (HR)

$HR_i^t = f(P_i)^t$ función de la potencia de la unidad i en t.

La función proviene de los ensayos de potencia efectiva y rendimiento establecidos según el procedimiento PR-Nº 17, los cuales corresponden a Condiciones de Potencia Efectiva.

9.1.1.2 Costo del Combustible (cc)

Las variables involucradas se determinan considerando los procedimientos PR-N° 31-A, N° 31-B y N° 31-C, referidos a la información de precios, costos y calidad de combustibles líquidos, carbón y gas natural, respectivamente.

9.1.1.2.1 Para combustible líquido

$$cc_i = pc_i + ctc_i + ctmc_i + ctqc_i + cfc_i$$

pc_i precio ex planta del combustible de la unidad i (S/./MMBTU).

ctc_i costo de transporte del combustible de la unidad i (S/./MMBTU).

$ctmc_i$ costo de tratamiento mecánico del combustible de la unidad i (S/./MMBTU).

$ctqc_i$ costo de tratamiento químico del combustible de la unidad i (S/./MMBTU).

cfc_i costo financiero del combustible (S/./MMBTU).

El costo financiero representa el costo asociado al inmovilizado monetario entre el momento de la compra del combustible y el momento del cobro de la energía vendida en transferencias de energía.

$$cfc_i = (pc_i + ctc_i + ctmc_i + ctqc_i) \times \left[(1 + i_a)^{\frac{t_{cf}}{360}} - 1 \right]$$

i_a tasa de interés efectiva anual (12%).

t_{cf} período del costo financiero (15 días).

9.1.1.2.2 Para combustible sólido

$$cc_i = pfob_i + cts_i + cad_i + cdes_i + I_i + cfc_i$$

$pfob_i$ precio FOB (en puerto de embarque) del combustible de la unidad i (S/./MMBTU).

cts_i costos de seguros y flete marítimo del combustible de la unidad i (S/./MMBTU).

cad_i costos de aduanas y otros costos de desaduanaje del combustible de la unidad i (S/./MMBTU).

$cdes_i$ costos de descarga y flete terrestre hasta silos del combustible de la unidad i (S/./MMBTU).

I_i Impuestos que no generan crédito fiscal del combustible de la unidad i (S/./MMBTU).

cfc_i costo financiero del combustible (S/./MMBTU).

El costo financiero representa el costo asociado al inmovilizado monetario entre el momento de la compra del combustible y el momento del cobro de la energía vendida en transferencias de energía.

$$cfc_i = (pfob_i + cts_i + cad_i + cdes_i + I_i) \times \left[(1+i_a)^{\frac{t_{cf}}{360}} - 1 \right]$$

i_a tasa de interés efectiva anual (12%).

t_{cf} período del costo financiero (15 días).

9.1.1.2.3 Para combustible gaseoso

El valor de cc_i será el precio del gas natural puesto en la central correspondiente conforme a lo dispuesto por el PR-N° 31C, referido al poder calorífico inferior.

9.1.2 COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE (CVNC)

$$CVNC_i^t = CVONC_i^t + CVM_i$$

$CVONC_i^t$ Costo variable de operación no combustible de la unidad i en t (S/./KWh).

CVM_i Costo variable de mantenimiento de la unidad i (S/./KWh).

9.1.2.1 Costo Variable de Operación No Combustible (CVONC)

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 éstos se encuentra el aceite lubricante en las unidades reciprocantes, la inyección de agua o vapor en las unidades turbogases entre otros.
La función de consumo y los costos de los agregados serán sustentados por el generador y aprobados por la DOCOES.

$$CVONC_i^t = \sum_j ga_{i,j}^t \times ca_{i,j}$$

$ga_{i,j}^t$ consumo de la unidad i del agregado j en t (gal/kWh, m^3/kWh, lb/kWh).

$ga_{i,j}^{t} = f_{i,j}(P_i)^{t}$ función de la potencia media de la unidad i en t.

$ca_{i,j}$ costo del agregado j (S/./gal, S/./m^3, S/./lb).
Sustentados por generador y aprobados por DOCOES.

9.1.2.2 Costo Variable de Mantenimiento (CVM).

Es la parte de los costos de mantenimiento de una unidad que guardan proporción directa con la producción de dicha unidad, y que se obtiene mediante la metodología descrita en el procedimiento PR-N° 34.

$CVM_i =$ parte variable del Costo de Mantenimiento CM (S/./KWh).

9.2 COSTO VARIABLE DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS (CVH)

9.2.1 CENTRALES HIDRAULICAS DE PASADA

Se calcula como la suma de:

a. La compensación única al Estado, por el uso de los recursos naturales provenientes de fuentes hidráulicas, de acuerdo con el Art. 213° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, y considerando lo establecido en los artículos 214° y 215° del Reglamento de la Ley, y;
b. El costo variable (S/./kW.h) incurrido por la presencia de sólidos en suspensión en el agua turbinada.
c. Otros costos reconocidos por la Ley y el Reglamento.

9.2.2 CENTRALES HIDRAULICAS DE REGULACION

Se calcula como la suma del valor agua expresado en energía (S/./kW.h), de acuerdo con el Procedimiento Nº 08, más los correspondientes a los numerales 9.2.1. a), b) y c) del presente procedimiento.

9.3 COSTO TOTAL DE ARRANQUE - PARADA (CA).

Es el costo en que se incurre por la puesta en servicio de una unidad termoeléctrica. Su valor es nulo si la unidad no se arranca o si la unidad ya se encuentra en servicio, y pleno valor en caso que la unidad se arranque y luego se retire de servicio.

$$CA_i = CCbef_i + CMarr_i$$

$CCbef_i$ costo de combustible de arranque-parada y de baja eficiencia en las rampas de carga-descarga (S/./arrq).

$CMarr_i$ costo de mantenimiento por arranque-parada (S/./arrq).

9.3.1 COSTO DE COMBUSTIBLE DE ARRANQUE-PARADA Y DE BAJA EFICIENCIA EN LAS RAMPAS DE CARGA-DESCARGA (CCbef)

Son los costos por el combustible consumido en el proceso de arranque y parada, así como los costos de combustible reconocidos por consumo a baja eficiencia en los períodos de carga y descarga de la unidad termoeléctrica.

a. Consumo de combustible en los procesos de arranque y parada (G^a , G^p)

Considera el consumo de combustible incurrido por la unidad termoeléctrica durante el proceso de arranque hasta antes de la puesta en paralelo, así como en el proceso de parada después de salir del paralelo, tal como se encuentra en la figura 1.

b. Combustible reconocido en los procesos de toma de carga y de descarga (G^c , G^d)

Son los consumos reconocidos por operación a baja eficiencia inherentes al proceso de toma de carga de la unidad, así como la de descarga desde la instrucción de parada del Coordinador del SEIN, tal como se encuentra en la figura 1.

El combustible reconocido en las rampas de carga y descarga de la unidad, se determina como la diferencia del consumo real durante la rampa y el consumo de combustible para generar la energía de dicha rampa a la eficiencia de potencia efectiva de la unidad .

$$CCbef_i = cc_i \times G_i \times PC_{\inf} \times ge_{comb}$$

G_i Consumo de combustible en los procesos de arranque (G^a) y parada (G^p), combustible reconocido en la rampa de toma de carga al 100% (G^c) y en la rampa de descarga al 0% (G^d), de la unidad i (gal., Kg., pie^3)

$$G_i = G^a + G^c + G^d + G^p$$

Estos consumos de combustible serán sustentados por el generador en base a pruebas y documentación del fabricante y aprobados por la DOCOES

$PC_{\inf}$ Poder calorífico inferior del combustible (BTU/Kg).

ge_{comb} Gravedad específica del combustible a condiciones de potencia efectiva (Kg/gal, Kg/ pie^3).

En la siguiente figura se muestra el proceso de arranque, rampa de carga, operación, rampa de descarga y parada de la unidad térmica:

t^a , t^p	tiempos de arranque y parada.
t^c , t^d	tiempos en rampa de carga y descarga.
t^o , E^g	tiempo de operación normal y energía generada.
G^a , G^p	consumos de combustible en el arranque y en la parada.
G^c , G^d	combustible reconocido en la rampa de carga y descarga.
E^c , E^d	energías generadas en los períodos de carga y descarga.

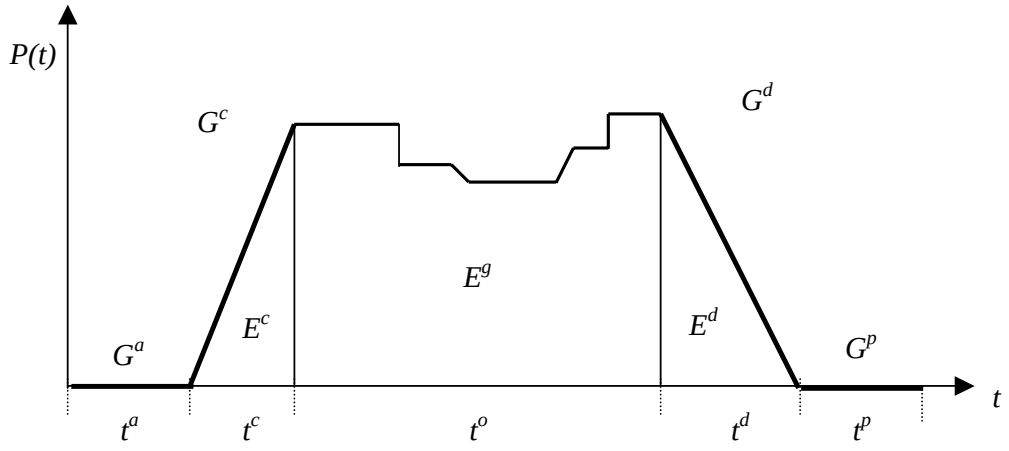


Figura Nº 1

9.3.2 COSTO DE MANTENIMIENTO POR ARRANQUE (CMarr)

Es la parte de los costos de mantenimiento que son función de los arranques de la unidad térmica, y que se obtiene mediante la metodología descrita en el procedimiento PR-N° 34.

$CMarr_i =$ parte fija del Costo de Mantenimiento por arranque CM (S/./KWh)

10. TRATAMIENTO DE CASOS ESPECIALES

Las unidades o centrales de generación que presenten características particulares y requieran de procedimientos de cálculo diferentes a los indicados en el presente procedimiento, serán tratadas como Casos Especiales.

El miembro del COES que solicita un tratamiento como Caso Especial, presentará a la DOCOES para su aprobación el procedimiento de cálculo y los criterios y parámetros a utilizarse, debidamente sustentados, los cuales tomarán como referencia los criterios y metodología general del presente procedimiento y el principio de reconocimiento de costos eficientes.

11. FORMATOS

La DOCOES establecerá los formatos impresos y/o digitales para la entrega de información por parte de los integrantes del COES en conformidad con el presente procedimiento.

ANEXO A

METODOLOGÍA DE LA OPTIMIZACIÓN DE LA OPERACION

I. PROGRAMACIÓN DE OPERACIÓN CORTO PLAZO

La programación de la operación de corto plazo comprende un horizonte semanal, con discretización de media hora. Tiene por objetivo determinar el despacho económico al mínimo costo del parque generador del SEIN, garantizando la seguridad del abastecimiento de la energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. Para ello se toma en consideración la información técnica de las instalaciones correspondientes, incluyendo las restricciones operativas pertinentes.

El procedimiento utilizado permite establecer la programación de la operación de corto plazo mediante la aplicación de técnicas de optimización basadas en programación lineal y programación entera mixta. La función objetivo está formulada para minimizar el costo de operación y racionamiento del SEIN en un horizonte semanal y considerando las restricciones técnicas aplicables.

II. FORMULACION DEL MODELO DE DESPACHO ECONOMICO PARA LA PROGRAMACIÓN DE CORTO PLAZO

El modelo de programación de corto plazo tiene por objetivo minimizar el costo de operación y racionamiento. Se considera en la función objetivo, una potencia de racionamiento en cada barra, con lo cual se evita una posible infactibilidad de la solución en el problema debido a la falta de generación.

Las restricciones consideradas en el modelo tanto para las centrales hidroeléctricas, centrales termoeléctricas y líneas de transmisión son las siguientes: cobertura de la demanda, límites de capacidad de flujo, potencias máximas y mínimas del parque generador, arranques y paradas de las centrales térmicas, tiempos mínimos de operación y de arranques sucesivos, volúmenes útiles de almacenamiento en cada reservorio o presa y consideraciones de reserva rotante. Tenemos luego:

a) Representación de las centrales hidroeléctricas de pasada y de regulación

Las centrales hidroeléctricas de pasada, son aquellas que por su característica de ubicación y construcción carecen de la capacidad necesaria para almacenar el recurso hidráulico, es decir, produce todo lo que ingresa a su sistema de generación. También se consideran centrales de pasada (en el corto plazo) a aquellas que posean pequeños pulmones o tazas como reservorios, o grandes embalses de manejo estacional de energía. La calificación correspondiente es efectuada por la DOCOES.

Las centrales hidroeléctricas de regulación, son aquellas que por su característica de ubicación y construcción cuentan con un reservorio que le permite el almacenamiento de agua para la generación de energía. Su regulación es función del volumen disponible de sus reservorios, dicha regulación se clasifica en horaria, diaria o semanal. La representación se realiza considerando las cuencas de los aprovechamientos hidráulicos, las restricciones de caudales y tiempos de retardos.

Para las centrales hidroeléctricas de pasada, la potencia de la central es una función directamente proporcional a su caudal. En el caso de las centrales hidroeléctricas de regulación, se establece un balance energético, el cual es función del estado inicial, de los caudales de aportes, del caudal turbinado y del vertimiento.

b) Representación de las centrales termoeléctricas

La representación de las centrales térmicas se basa en el consumo de combustible, expresado como una función lineal de la potencia de generación de la central, en los límites de potencia máxima y mínima de cada unidad, en el número de arranques y paradas, en el tiempo mínimo de operación y en el tiempo mínimo de arranques sucesivos.

c) Representación de la red eléctrica

La representación de la red eléctrica corresponde a un sistema simplificado. Se representan todos los nodos de generación y las principales cargas del sistema, así como el sistema de transmisión asociado. La simulación de la operación se realiza mediante un flujo DC, considerándose pérdidas de transmisión.

La demanda a considerar es a nivel de barras.

En el modelo se considera las siguientes restricciones: Balance de potencia en cada barra por período, la potencia de racionamiento que nos permite evitar la infactibilidad de las soluciones y el límite de la capacidad de las líneas de transmisión.

d) Representación del costo de operación de centrales de generación

En general el costo de operación considera los costos variables de las centrales termoeléctricas (conforme al numeral 9.1 del procedimiento), costos variables de las centrales hidroeléctricas (conforme al numeral 9.2 del procedimiento), costos de Arranque-Parada de las unidades termoeléctricas (conforme al numeral 9.3 del procedimiento) y el costo de racionamiento.

El costo de arranque, representa los costos adicionales de calor para el arranque, el mayor desgaste del material y los combustibles adicionales para el encendido de la máquina. Este costo es dependiente del tiempo que estuvo fuera de servicio la unidad. Por ejemplo, para el caso de un mayor tiempo en que la unidad estuvo fuera de servicio ($t \rightarrow \infty$) se obtiene el costo de arranque en frío que viene a ser el mayor costo de arranque de una central térmica. El tiempo que estuvo fuera de servicio es proporcionado por cada generador y es aprobado por la DOCOES.

Con relación al costo de racionamiento, es el costo en que se incurre por déficit de generación. Se utiliza el Costo de Racionamiento fijado por el OSINERG, vigente a la fecha de elaboración del PSO y PDO.

e) Representación de reserva rotante

Para el caso del modelo, el dato de la reserva rotante (calculado utilizando el modelo MAP COES, mediante una metodología probabilística), es asignado entre las centrales de menor estatismo y que están ubicadas en Areas Operativas relevantes del Sistema, con el fin de hacer que la reserva resulte distribuida.

III. UTILIZACIÓN DEL MODELO OASISDIS

El OASISDIS es un aplicativo del COES, que valida los resultados del Modelo de Despacho de Corto Plazo, ajustándolos de manera que se pueda cumplir determinadas restricciones operativas que no se haya podido representar con el Modelo de optimización. Este aplicativo toma como referencia el orden de méritos elaborado en base a los costos variables informados por las empresas.

El OASISDIS maneja una resolución del despacho para cada media hora. Los registros en las medias horas representan puntos de despacho instantáneos. El modelo calcula los costos de operación del sistema; los costos marginales del despacho cada media hora considerando la operación de las unidades de generación por potencia, por operación a mínima carga, por requerimientos propios, por tensión o por límite de capacidad en líneas. El OASISDIS no establece los periodos en los que las unidades de generación operan por RPF; es multi-escenario; considera factores de penalización para cada escenario y puede establecer una configuración distinta de media hora a otra; define las configuraciones hidrológicas de las cuencas para las centrales hidroeléctricas.

La información que resulta de su aplicación, es publicada directamente en la página WEB del COES.

IV. DETERMINACIÓN DEL ORDEN DE MERITO PARA EL DESPACHO

El orden de mérito para despacho se obtiene, dividiendo los costos variables de generación entre los Factores de Pérdidas Marginales correspondientes

Para el análisis de flujo de potencia y cálculo de los Factores de Pérdidas Marginales se utiliza un programa de flujo de potencia apropiado. Las potencias hidráulicas consideradas son las potencias promedios del despacho y las potencias térmicas son tomadas del resultado de una simulación utilizando un programa de flujo de potencia óptimo.

La barra de referencia es la S.E. Santa Rosa 220 kV, por lo que su factor de pérdidas marginales es igual a la unidad (1.0). El análisis de flujo de potencia, toma en cuenta las restricciones operativas de las centrales y el ingreso de éstas, de acuerdo al criterio de minimización del costo total de operación semanal.

Los resultados de los análisis de flujo de potencia, no mantienen necesariamente relación directa con la información en tiempo real, debido a que los flujos representan el comportamiento promedio de bloques horarios y además la demanda es estimada basándose en la información histórica.

PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA N° 33

RECONOCIMIENTO DE COSTOS EFICIENTES DE OPERACIÓN DE LAS CENTRALES TERMOELÉCTRICAS DEL COES

1. OBJETIVO

Establecer los criterios y metodología de cálculo para la determinación de los costos variables de las unidades termoeléctricas a utilizar en las valorizaciones de las transferencias de energía, así como en el cálculo de las compensaciones por reconocimientos de costos incurridos considerando la gestión eficiente de las centrales termoeléctricas del Sistema.

2. BASE LEGAL

Decreto Ley 25844 - Ley de Concesiones Eléctricas: Artículo 8º, primer párrafo, Artículo 40º inciso d), Artículo 41º incisos c) y Artículo 43º inciso a).

Decreto Supremo Nº 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, Artículo 86º inciso d).

Procedimientos Técnicos del COES Nº 7 y Nº 10 inciso 9.5, aprobados por Resolución Ministerial Nº 143-2001-EM/VME.

3. DEFINICIONES Y NOMENCLATURAS

Las definiciones utilizadas en el presente Procedimiento, están precisadas en el Glosario de Abreviaturas y Definiciones, cuando sea necesario, en el propio cuerpo del presente procedimiento.

4. RESPONSABILIDADES

4.1. De la DOCOES

4.1.1 Aprobar y mantener actualizada la información referente a los precios, costos y calidad de los combustibles líquidos, sólidos y gaseosos, utilizados por las unidades termoeléctricas de los miembros del COES.

4.1.2 Aprobar y mantener actualizada la información técnica de las unidades y centrales termoeléctricas del SEIN, necesaria para la aplicación del presente procedimiento.

4.1.3 Aprobar la valorización de las compensaciones para reconocer los costos de combustible de arranque-parada, de baja eficiencia en las rampas de carga y descarga y operación a mínima carga.

4.1.4 Aprobar los costos variables de las unidades termoeléctricas a ser utilizados en el PR-07 Cálculo de Costos Marginales de Energía de Corto Plazo

4.2. Del Coordinador

4.2.1 Informa a la DPC los motivos del arranque de las unidades termoeléctricas considerados o no en los programas de corto plazo, así mismo los tiempos de arranque, parada y operación de las mismas.

4.2.2 Controla e informa diariamente a la DPC y a los integrantes del Sistema el número de arranques de cada una de las unidades termoeléctricas en los correspondientes IDCOS.

4.3. De los miembros del COES

Actualizar y transferir la información requerida por la DOCOES para la aplicación del presente procedimiento.

5. PERIODICIDAD

Mensual.

6. VIGENCIA

Indefinida.

7. INFORMACIÓN REQUERIDA

La información requerida por la DOCOES para la aplicación del presente procedimiento, será presentada y sustentada en lo que corresponda por los Integrantes del COES, la que será verificada y aprobada por la DOCOES.

En caso que las empresas no cumplan con presentar la información necesaria o el sustento de la misma no fuera aprobado, la DOCOES asumirá a su mejor criterio la información a utilizar y la pondrá en conocimiento de los integrantes del COES.

A continuación se detalla la descripción de los datos técnicos, la periodicidad y el flujo de información necesarios que debe existir entre la DOCOES, el Coordinador y los Integrantes del Sistema, como sigue:

a. Características técnicas y operativas: Fabricante de la unidad, potencia efectiva y función de consumo específico de calor.
Reporte: Conforme al procedimiento PR-Nº 17.
Emisor: Integrantes de generación térmica del COES.
Receptor: La DPC [1] con copia a la DTR [2].

b. Características del combustible: Tipo, procedencia, calidad, poder calorífico inferior y superior y costos del combustible.
Reporte: Conforme a los procedimientos Nº 31A, N° 31B y N° 31C.
Emisor: Integrantes del COES.
Receptor: La DPC con copia al Coordinador.

[1] DPC: División de Planeamiento y Coordinación

[2] DTR: División de Transferencias

c. **Características de los agregados:** Tipo de consumibles agregados, función de consumo de agregados y costos de agregados.
   Reporte: Según fichas técnicas de la unidad y/o a solicitud de la DOCOES sustentado con informe técnico especializado realizado por un consultor externo.
   Emisor: Integrantes del COES.
   Receptor: La DPC con copia al Coordinador.

d. **Tiempos:** Tiempo de arranque, del proceso de toma de carga, del proceso de descarga y de parada.
   Reporte: Según fichas técnicas de la unidad y/o a solicitud de la DOCOES sustentado con informe técnico especializado realizado por un consultor externo.
   Emisor: Integrantes de generación térmica del COES.
   Receptor: La DPC con copia a la DTR.

e. **Mantenimientos**: Costo variable de mantenimiento y costo de mantenimiento por arranque.
   Reporte: Conforme al procedimiento PR-N°34 Determinación de los Costos de Mantenimiento de las Unidades Termoeléctricas del COES
   Emisor: DPC.
   Receptor: La DPC con copia a la DTR.

f. **Información adicional de las unidades termoeléctricas:** Energía generada en los procesos de carga al 100% y descarga al 0%, consumo de combustible en el arranque y en la parada, consumo de combustible en las rampas de carga y descarga.
   Reporte: Según fichas técnicas de la unidad y/o a solicitud de la Dirección de Operaciones sustentado con informe técnico especializado realizado por un consultor externo.
   Emisor: Integrantes de generación.
   Receptor: El Coordinador con copia a la DTR.

g. **Operación mensual**: Energía generada cada 15 minutos y número de arranques.
   Reporte: Semanal.
   Emisor: Los Integrantes.
   Receptor: La DOCOES.

h. **Factores de pérdidas marginales de energía.**
   Reporte: Según la operación del Sistema, se utilizarán los factores de pérdidas marginales de energía utilizados en la programación de la operación, conforme al procedimiento PR-N°32 Criterios y Metodología para la Programación de la Operación de Corto Plazo de las Centrales de Generación del COES.
   .
   Emisor: La DOCOES
   Receptor: Los Integrantes / DTR

i. **Evaluación de la operación de las unidades termoeléctricas.**

Tiempo total de sincronismo, Tiempos de operación a mínima carga y Costos variables no combustibles.
Reporte: Diario
Emisor: DOCOES
Receptor: Los Integrantes / DTR.

8. APROBACIÓN

La DOCOES.

9. CALCULO DE LOS COSTOS EFICIENTES A RECONOCER

9.1 COSTOS CONSIDERADOS EN LAS TRANSFERENCIAS DE ENERGíA

Para la valorización de la transferencia de energía, el Costo Marginal de Corto Plazo (CMCP) del Sistema, será determinado a partir del Costo Variable (CV) de la Unidad Marginal, el que a su vez resulta de sumar su Costo Variable Combustible (CVC) más su Costo Variable No Combustible (CVNC), determinados según se indica a continuación.

9.1.1 COSTO VARIABLE (CV)

$$CV_i^t = CVC_i^t + CVNC_i^t$$

CVC_i^t costo variable combustible de la unidad i en t (S/./KWh), (costo medio).

$CVNC_i^t$ costo variable no combustible de la unidad i en t (S/./KWh), (costo medio).

t periodo de evaluación.
La sumatoria de la duración de los periodos de evaluación *t* es igual a las horas del mes en evaluación.
La determinación de la duración del período de evaluación *t* considera la variación de los precios de combustible y/o la variación de los factores de penalización utilizados en la programación de la operación y en las transferencias de energía. Durante el periodo *t*, todas las variables de cálculo mantienen un valor constante.

9.1.1.2 COSTO VARIABLE COMBUSTIBLE (CVC)

$$CVC_i^t = HR_i^t \times cc_i^t$$

HR_i^t Consumo específico de calor (Heat Rate) de la unidad i en t (MMBTU/KWh)[3]

cc_i^t costo o precio único del combustible de la unidad i en t (S/./MMBTU). El precio único es utilizado en el caso de las unidades a gas, conforme al procedimiento PR-31C.

Todos estos valores deberán estar referidos al poder calorífico inferior del combustible (PC_{inf}), este estará expresado en unidad de calor por unidad de masa o volumen. Para

[3] MMBTU: Millones de unidades térmicas británicas

ello y de ser necesario la DOCOES establecerá la relación de conversión respectiva entre los valores referidos al PC_{inf} y los valores referidos al PC_{sup} del combustible.

9.1.1.2.1 Consumo Específico de calor.

$HR_i^t = f(P_i)^t$ función de la potencia de la unidad *i* en *t*

Proviene de los ensayos de potencia y es la misma que se utiliza en la programación de la operación según el procedimiento PR-N°32 Criterios y Metodología para la Programación de la Operación de Corto Plazo de las Centrales de Generación del COES.

donde P_i^t potencia media de la unidad *i* en *t* (KW)

9.1.1.2.2 Potencia Media

$$P_i^t = \frac{E_i^t - (na_i^t \times E_i^c + np_i^t \times E_i^d)}{t_i^t - (na_i^t \times t_i^c + np_i^t \times t_i^d)}$$

E_i^t Energía total entregada al sistema por la unidad *i* durante *t*, aprobada por la DOCOES para el cálculo del costo marginal (MWh).

E_i^c Energía generada en los períodos de toma de carga, de 0% a 100% de la potencia efectiva (MWh).

E_i^d Energía generada en los períodos de descarga, de 100% a 0% de la potencia efectiva (MWh).

t_i^t Tiempo total en paralelo al sistema de la unidad *i* en *t* correspondiente a la entrega de energía total E_i^t (hr).

t_i^c Tiempo de duración de los períodos de toma de carga (hr).

t_i^d Tiempo de duración de los períodos de descarga (hr).

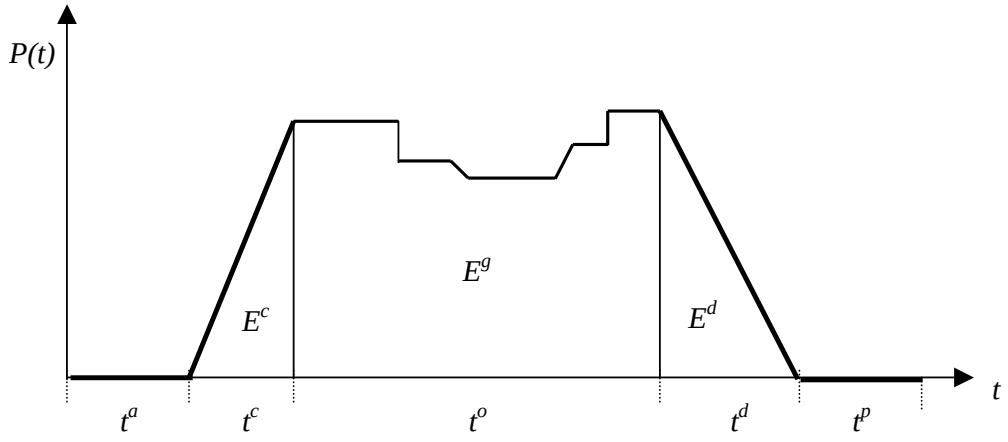
na_i^t Número de arranques efectivos, con sincronismo al sistema, de la unidad *i* durante *t*, correspondientes a la energía total E_i^t.

np_i^t Número de paradas consideradas durante *t*, correspondientes a la energía total E_i^t.

El siguiente gráfico detalla las variables utilizadas :

t^a , t^p tiempos de arranque y parada.
t^c , t^d tiempos en rampa de carga y descarga.
t^o , E^g tiempo de operación normal y energía generada.
E^c , E^d energías generadas en los períodos de carga y descarga.

La información proviene de la data utilizada en la programación de la operación según el procedimiento PR-N°32 Criterios y Metodología para la Programación de la Operación de Corto Plazo de las Centrales de Generación del COES.



9.1.1.2.3 Costo del Combustible.

La sustentación de la información viene dada según lo establecido en los procedimientos PR-Nº 31A, N° 31B y N° 31C, y es la misma que es utilizada en la programación de la operación según el procedimiento PR-N° 32 Criterios y Metodología para la Programación de la Operación de Corto Plazo de las Centrales de Generación del COES.

Las variables involucradas se determinan considerando los procedimientos PR- N° 31A, N° 31B y N° 31C, referidos a la información de precios, costos y calidad de combustibles líquidos, carbón y gas natural, respectivamente.

A. Para combustible líquido

$$cc_i = pc_i + ctc_i + ctmc_i + ctqc_i + cfc_i$$

pc_i	precio ex planta del combustible de la unidad i (S/./MMBTU).
ctc_i	costo de transporte del combustible de la unidad i (S/./MMBTU).
$ctmc_i$	costo de tratamiento mecánico del combustible de la unidad i (S/./MMBTU).
$ctqc_i$	costo de tratamiento químico del combustible de la unidad i (S/./MMBTU).
cfc_i	costo financiero del combustible (S/./MMBTU). El costo financiero representa el costo asociado al inmovilizado monetario entre el momento de la compra del combustible y el momento del cobro de la energía vendida en transferencias de energía.

$$cfc_i = (pc_i + ctc_i + ctmc_i + ctqc_i) \times \left[(1+i_a)^{\frac{t_{cf}}{360}} - 1 \right]$$

i_a tasa de interés efectiva anual (12%).

t_{cf} período del costo financiero (15 días).

B. Para combustible sólido

$$cc_i = pfob_i + cts_i + cad_i + cdes_i + I_i + cfc_i$$

$pfob_i$ precio FOB (en puerto de embarque) del combustible de la unidad i (S/./MMBTU).

cts_i costos de seguros y flete marítimo del combustible de la unidad i (S/./MMBTU).

cad_i costos de aduanas y otros costos de desaduanaje del combustible de la unidad i (S/./MMBTU).

$cdes_i$ costos de descarga y flete terrestres hasta silos del combustible de la unidad i (S/./MMBTU).

I_i Impuestos que no generan crédito fiscal del combustible de la unidad i (S/./MMBTU).

cfc_i costo financiero del combustible (S/./MMBTU).
El costo financiero representa el costo asociado al inmovilizado monetario entre el momento de la compra del combustible y el momento del cobro de la energía vendida en transferencias de energía.

$$cfc_i = (pfob_i + cts_i + cad_i + cdes_i + I_i) \times \left[(1+i_a)^{\frac{t_{cf}}{360}} - 1 \right]$$

i_a tasa de interés efectiva anual de 12%.

t_{cf} Período del costo financiero (15 días).

C. Combustible gaseoso

El valor de cc_i será el precio del gas natural puesto en la central termoeléctrica correspondiente conforme a lo dispuesto por el PR-N° 31C, referido al poder calorífico inferior.

9.1.1.3 COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE (CVNC)

$$CVNC_i^t = CVONC_i^t + CVM_i$$

$CVONC_i^t$ Costo variable de operación no combustible de la unidad i en t (S/./KWh)

CVM_i Costo variable de mantenimiento de la unidad i (S/./KWh)

9.1.1.3.1 Costo Variable de Operación No Combustible (CVONC)

Corresponde a los costos variables relacionados a consumibles agregados al proceso de combustión, definidos en el numeral 9.1.2.1 del procedimiento PR-N°32 Criterios y Metodología para la Programación de la Operación de Corto Plazo de las Centrales de Generación del COES

$$CVONC_i^t = \sum_j ga_{i,j}^t \times ca_{i,j}$$

$ca_{i,j}$ costo del agregado j (S/./gal, S/./m^3, S/./lb)

$ga_{i,j}^t$ consumo de la unidad i del agregado j en t (gal/kWh, m^3/kWh, lb/kWh)

$ga_{i,j}^t = f_{i,j}(P_i)^t$ función de la potencia media de la unidad i en t

Los datos provienen de la información utilizada en la programación de la operación según el procedimiento PR-N°32.

9.1.1.3.2 Costo Variable de Mantenimiento (CVM)

$CVM_i =$ parte variable del Costo de Mantenimiento (S/./KWh)

Los datos proviene de la información utilizada en la programación de la operación según el procedimiento PR-N°32.

9.2 COSTOS CONSIDERADOS EN LAS COMPENSACIONES

Las compensaciones se efectuarán mensualmente para reconocer los siguientes costos:

- El Costo por consumo de Combustible de Arranque-Parada y de Baja Eficiencia en las rampas de Carga-Descarga (CCbef)
- La Operación a Mínima Carga producida en cumplimiento al Programa Diario de Operación (PDO) o a disposición del COORDINADOR, sin establecer el Costo Marginal de Corto Plazo del SEIN.

9.2.1 COMPENSACION DEL COSTO POR CONSUMO DE COMBUSTIBLE DE ARRANQUE-PARADA Y DE BAJA EFICIENCIA EN LAS RAMPAS DE CARGA-DESCARGA (CCCbef)

$$CCCbef_i^t = cc_i \times \left(GAbef_i \times na_i^t + GPbef_i \times np_i^t\right)$$

cc_i costo del combustible (o Precio Único para el caso de unidades a gas) de la unidad i en t (S/./BTU)

na_i^t Número de arranques efectivos aprobados por la DOCOES para compensación, con sincronismo al sistema, de la unidad i durante t

np_i^t Número de paradas aprobadas para compensación de la unidad i durante t

$GAbef_i$ Consumo de combustible utilizado en el proceso de arranque y el consumo de baja eficiencia en la rampa de carga (BTU/arranque)

$GPbef_i$ Consumo de combustible utilizado en el proceso de parada y el consumo de baja eficiencia en la rampa de descarga (BTU/parada)

$$GAbef_i = G_{a-c} \times PC_{\inf} \times ge_{comb}$$

$$GPbef_i = G_{d-p} \times PC_{\inf} \times ge_{comb}$$

G_{a-c} / G_{d-p} consumos de combustible a condiciones de potencia efectiva en el proceso de arranque + en la rampa de toma de carga al 100%, y en el de la rampa de descarga al 0% + parada de la unidad i, respectivamente (gal., Kg., pie^3 (pies cúbicos))
Los consumos de baja eficiencia en rampas de carga y descarga que forman parte de G_{a-c} y G_{d-p} constituyen la diferencia entre el combustible total real estándar utilizado en las rampas menos el combustible reconocido a potencia efectiva.

$PC_{\inf}$ Poder calorífico inferior del combustible (BTU/Kg)

ge_{comb} Gravedad específica del combustible a condiciones de potencia efectiva (Kg/gal., Kg/pie^3)

Los datos provienen de la información utilizada en la programación de la operación según el procedimiento PR-N°32.
El valor total de esta compensación para un generador se determina como la sumatoria de todos los $CCCbef$ durante todos los períodos t del mes.

9.2.2 COMPENSACION POR OPERACIÓN A MINIMA CARGA (COMC)

Para cada operación a mínima carga sin establecer el costo marginal mc que efectúe una unidad i, la compensación se calcula con la siguiente expresión:

$$COMC_i = \sum_{q=1}^{Q} \left[E_i^q \times \left(CV_i^{mc} - Cmg^q \times fp_i^q \right) \right]$$

q Cada periodo de 15 minutos de la operación a mínima carga de la unidad i

Q Número total de periodos q de la operación a mínima carga de la unidad i

E_i^q Energía entregada por la unidad i en cada q de la operación a mínima carga (kWh)

CV_i^{mc} Costo variable promedio de la unidad i durante el periodo de operación a mínima carga mc (S/./KWh)

Se calcula mediante el procedimiento general del numeral 9.1.1 Costo Variable, considerando que la potencia de operación promedio P_i^t se determina como:

$$P_i^t = \frac{\sum E_i^q}{t_i^{mc}}$$

$\sum E_i^q$ Energía total inyectada por la unidad i durante el período de operación a mínima carga (KWh)

t_i^{mc} Tiempo de la operación a mínima carga de la unidad i (hr)

Cmg^q Costo Marginal del sistema en q durante el período de operación a mínima carga de la unidad i (S/./KWh)

fp_i^q Factor de pérdidas marginales de energía en q de la barra donde inyecta la unidad i durante su período de operación a mínima carga

El valor total de esta compensación para un generador se determina como la sumatoria de todos los $COMC$ durante todos los períodos t del mes.

10. FORMA DE PAGO MENSUAL

Los pagos por concepto de la Valorización de las Compensaciones que corresponden a cada integrante, lo efectuarán todos los integrantes en proporción a la energía total que hayan retirado del Sistema para sus clientes libres y distribuidoras del mes anterior al de la valorización.

11. TRATAMIENTO DE CASOS ESPECIALES

Las unidades termoeléctricas que presenten características particulares y requieran de procedimientos de cálculo diferentes a los indicados en el presente procedimiento, serán tratados como Casos Especiales.

El integrante del COES que solicita un tratamiento como Caso Especial, presentará a la DOCOES para su aprobación el procedimiento de cálculo y los criterios y parámetros a utilizarse, debidamente sustentados, los cuales tomarán como referencia los criterios y metodología general del presente procedimiento y el principio de reconocimiento de costos eficientes.

12. FORMATOS

La DOCOES establecerá los formatos impresos y/o digitales para la entrega de información por parte de los integrantes del COES en conformidad con el presente procedimiento.

PROCEDIMIENTO TÉCNICO
DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA N° 34

DETERMINACION DE LOS COSTOS DE MANTENIMIENTO DE LAS UNIDADES TERMOELECTRICAS DEL COES

1. OBJETIVO

Establecer los principios y criterios metodológicos unificadores bajo los cuales las empresas integrantes sustentarán los costos variables y los costos fijos no combustibles relativos al mantenimiento de sus unidades termoeléctricas, para su aplicación en la programación de la operación, el despacho y las correspondientes transferencias de energía activa, así como en las propuestas de fijación de tarifas a la que regularmente el COES está obligado a efectuar.

2. BASE LEGAL

2.1. Ley de Concesiones Eléctricas-D.L. 25844 (Artículos 41º incisos a) y c), y 42º).

2.2. Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas - D.S. 009-93-EM (Artículos 91º incisos d) y e), 95º, 96º, 97º inciso f), 106º, 107º inciso b), 112º inciso a) II) 2) ii), 126º inciso a) II)).

3. DEFINICIONES Y NOMENCLATURAS

Las definiciones utilizadas en el presente Procedimiento, están precisadas en el Glosario de Abreviaturas y Definiciones y/o, cuando sea necesario, en el propio cuerpo del presente Procedimiento.

4. RESPONSABILIDADES

4.1. De la DOCOES

4.1.1 Revisar, observar, solicitar mayor información y/o sustento y aprobar los informes de costos variables y de costos fijos no combustibles de mantenimiento de las unidades termoeléctricas que sustenten las empresas integrantes de generación conforme al presente procedimiento.

4.1.2 Informar a las diversas áreas de la DOCOES y a las empresas integrantes, de la aprobación y/o modificación del Costo Variable de Mantenimiento (CVM), del Costo Fijo Anual de Mantenimiento (CFAM) y de los Costos de Mantenimiento por Arranque (CMarr) de las distintas unidades termoeléctricas del sistema.

4.1.3 Mantener actualizada la información sustentatoria necesaria para la aplicación del presente procedimiento.

4.1.4 Asumir todos los costos que la revisión y aprobación del informe sustentatorio ocasione.

4.2. De los miembros del COES

4.2.1 Sustentar mediante informe técnico-económico, los costos variables y los costos fijos no combustibles de mantenimiento de sus unidades termoeléctricas, conforme al presente procedimiento.

4.2.2 Actualizar la información de los costos variables y fijos de mantenimiento de sus unidades termoeléctricas cuando existan condiciones que así lo ameriten, y mediante informe conforme al numeral 4.2.1.

4.2.3 Asumir todos los costos que el informe sustentatorio ocasione.

5. PERIODICIDAD

Inicialmente, el informe sustentatorio deberá entregarse a la DOCOES en la misma oportunidad en que el generador remita al COES la información que es requisito para determinar el ingreso a operación comercial de una unidad de generación, conforme al PR-Nº 21.

El informe sustentatorio deberá ser actualizado necesariamente por el titular por lo menos cada cuatro años.

Si antes del plazo anterior, las premisas del informe vigente variaran en forma relevante (tales como repotenciaciones y/o cambio de combustible), el propio generador integrante deberá actualizar dicho informe; si no lo hiciera, la DOCOES podrá solicitarle justificadamente la actualización correspondiente.

6. VIGENCIA

El informe sustentatorio mantendrá su vigencia hasta la aprobación de un nuevo informe por parte de la DOCOES.

7. INFORMACIÓN REQUERIDA

7.1. Medios

La totalidad del informe sustentatorio será presentado en medio impreso en dos ejemplares de igual valor y contenido.

Toda la información también será presentada en medio magnético. Todos los cálculos serán proporcionados en hojas electrónicas de uso común en el COES, las que deberán permitir verificar la data así como reproducir los cálculos efectuados; es decir, deberán contener las fórmulas, macros y enlaces necesarios, no se aceptarán hojas de cálculo convertidas a hojas de datos.

7.2. Requerimientos

La información requerida por la DOCOES para la aplicación del presente procedimiento será presentada y sustentada por los Integrantes del COES, la que será verificada y aprobada por la DOCOES.

Para el caso de unidades que estén en proceso del ingreso a operación comercial y que sus titulares no cumplieran con presentar la información necesaria o el sustento de la misma no fuera aprobado, la DOCOES asumirá a su mejor criterio la información o resultados a utilizar y los pondrá en conocimiento de los demás integrantes.

Para el caso de actualización del informe sustentatorio, mientras dicho informe esté en proceso de aprobación por parte de la DOCOES, ésta asumirá como valor provisional el último aprobado.

A continuación se detalla la descripción de los datos técnicos, la periodicidad y el flujo de información necesarios que debe existir entre la DOCOES, el Coordinador y los Integrantes del COES:

a. **Características técnicas y operativas de unidades termoeléctricas:** Fabricante de la unidad, tipo de la unidad, características generales, potencia efectiva, tipos de combustible(s) utilizado(s), etc.
   Reporte: Conforme al procedimiento PR-Nº 17.
   Emisor: Integrantes del COES.
   Receptor: La División de Estudios (DES).

b. **Mantenimientos**: Costo variable de mantenimiento (CVM), costo fijo anual de mantenimiento (CFAM) y costo de mantenimiento por arranque (CMarr).
   Reporte: Informe técnico especializado basado en la metodología del presente procedimiento.
   Emisor: Integrantes del COES.
   Receptor: La División de Estudios (DES).

8. APROBACIÓN

La DOCOES aprobará el informe en un plazo máximo de 30 días calendarios.

Si la DOCOES presentara observaciones al informe, el Integrante tendrá un plazo máximo de 30 días calendarios para levantar o subsanar dichas observaciones; finalizado este plazo, la DOCOES dentro de los siguientes 30 días calendarios aprobará o rechazará el informe.

9. PROCEDIMIENTO DE CALCULO

9.1 Los Costos de Mantenimiento

En la programación y planificación de la operación es necesario conocer, al menos en forma aproximada, cuales serán los costos de mantenimiento de las unidades de generación termoeléctricas en que se incurrirá en el futuro producto de la operación del presente, para lograr el cumplimiento del objetivo de optimización de la operación del sistema. Por lo general, la necesidad de información se centra en conocer los costos variables de mantenimiento, los costos fijos anuales de mantenimiento y los costos de mantenimiento por arranque.

En estricto, un costo variable es aquel que varia proporcionalmente con el volumen de actividad o nivel de producción -KWh- y que, por lo tanto, puede ser expresado con un coeficiente estándar por nivel de producción -$/KWh- (costo operativo). A su

vez, un costo fijo, es aquel que no depende del nivel de producción, sino sólo del tiempo entendido como calendario -$/año- (costo comprometido).

Es conocido que la consideración del momento oportuno de efectuar un tipo específico de mantenimiento en una determinada unidad de generación térmica, depende de la acumulación de cierta cantidad de horas de operación (diferentes a horas calendario), o de la acumulación de un cierto número de arranques, o en otras a una combinación de eventos más o menos complicada que normalmente incluye las dos anteriores.

Es evidente pues, que los costos de mantenimiento en cualquier actividad industrial (no sólo en el caso de unidades de generación termoeléctricas), no dependen estrictamente del nivel de producción ni estrictamente del tiempo calendario, es decir que, no son absolutamente variables con el nivel de actividad ni son absolutamente fijos que no dependan para nada del mismo.

Pero dada la necesidad de desagregar los costos de mantenimiento entre variables y fijos, debe aceptarse inicialmente que cualquier solución al problema planteado es una aproximación, una solución de compromiso con ciertas limitaciones; esto por la naturaleza misma de los costos de mantenimiento en general; cualquier metodología que se presente tendrá alguna limitación al tratar de representar la realidad.

El presente procedimiento presenta la metodología a aplicarse para determinar los costos de mantenimiento desagregados en sus componentes variable (Costo Variable de Mantenimiento CVM) y fijo (Costo Fijo Anual de Mantenimiento CFAM y/o Costo de Mantenimiento por Arranque CMarr) de las diversas unidades termoeléctricas del sistema.

9.2 La Filosofía del Mantenimiento

Por filosofía del mantenimiento se entiende el establecimiento de la política general del mantenimiento, es decir, de:

- Las **categorías de mantenimiento** a las cuales la unidad de generación estará expuesta durante su vida útil.
- Los **periodos de mantenimiento** entre los cuales se efectuarán las diversas categorías de mantenimiento
- El **contador o acumulador** de la(s) variable(s) que determina(n) la oportunidad de efectuar determinada categoría de mantenimiento

La filosofía de mantenimiento se establece para el motor primo de la unidad de generación; todas las demás secciones o partes complementarias y/o auxiliares de la unidad de generación, adecuan su mantenimiento a la del motor primo, a fin de obtener la máxima disponibilidad de la unidad de generación.

En el contexto del presente procedimiento, por motor primo se entiende:

- Al motor de combustión interna en unidades del tipo reciprocante.
- A la turbina de gas en unidades de ciclo simple o de ciclo combinado.
- A la turbina de vapor en centrales a vapor.

9.2.1 Categorías de Mantenimiento

Cada tipo de unidad termoeléctrica (turbogas industrial, turbogas aeroderivativa, turbina de vapor, motor reciprocante, etc.) presenta típicas categorías de mantenimiento, que se repiten o son periódicas en el tiempo, y que son determinadas según la(s) parte(s) mas crítica(s) de la unidad y/o la magnitud de la intervención (acá no se refiere, por ejemplo, a inspecciones en marcha o a mantenimiento correctivo menor).

El integrante deberá basar sus categorías de mantenimiento siguiendo las recomendaciones del fabricante del motor primo; complementariamente se tomará en cuenta la experiencia del titular así como las prácticas comunes de la industria.

9.2.2 Periodos de Mantenimiento y Contador

Cada categoría de mantenimiento o inspección se ejecuta, a una determinada contabilización de un conjunto de condiciones de operación: horas de operación, número de arranques, tipo de combustible utilizado, etc., es decir, que entre cada mantenimiento están definidos los **periodos de mantenimiento**. Para poder contabilizar todas las distintas condiciones de operación a las que está expuesta la unidad de generación y determinar el instante recomendado para la intervención, los fabricantes definen un **contador**, el cual es generalmente función de las mismas condiciones de operación.

Tanto los periodos de mantenimiento como la definición del contador, deberán basarse en las recomendaciones del fabricante, de la unidad de generación; complementariamente se tomará en cuenta la experiencia del titular así como las prácticas comunes de la industria.

En el Anexo 1, se muestra sólo a modo de ejemplo, una lista y descripción de las diversas categorías de mantenimiento, así como los periodos de mantenimiento y el tipo de contador para las distintas tecnologías de generación.

9.3 Los Costos y Flujo de Mantenimiento

9.3.1 Listado de Repuestos y Costos

Serán considerados los costos directos de la labor de mantenimiento de la unidad de generación; ningún costo asignado de cualquier otra instalación diferente a la propia unidad de generación y/o costos generales serán aceptados.

Se supondrá idealmente que en el mismo instante de tiempo se hace el pedido, se efectúa el mantenimiento y se hace el pago por los repuestos y servicios necesarios en cada oportunidad.

Los repuestos necesarios para cada categoría de mantenimiento se debe obtener de las recomendaciones y manuales del fabricante así como de la propia experiencia de la Empresa propietaria.

El listado de los repuestos e insumos necesarios para cada categoría de mantenimiento, especificando denominación, cantidad necesaria y precios FOB

unitarios, debe ser completo y sustentable por el generador y verificable por el COES, especificando cada área o sección de la unidad intervenida.

A los precios FOB de los repuestos, deben agregarse los costos de internamiento respectivos (flete, seguro, aranceles, y todo impuesto que no genere crédito fiscal) a las tasas vigentes en cada oportunidad.

Para una mayor eficiencia de costos en la gestión del mantenimiento, se deberá optimizar el uso de los repuestos al considerarse su re-utilización una vez reparados en fábrica, ya que muchas veces son los repuestos nuevos de estas partes re-utilizables las de mayor costo; se tomarán en cuenta para el efecto las recomendaciones del fabricante en cuanto a que piezas o componentes son reparables, al número o porcentaje esperado de piezas o componentes reparables, no reparables y de piezas o componentes re-instalables sin reparación, así como el número de veces que cada parte es reparable y/o re-utilizables; ante la falta de recomendaciones del fabricante se tomará en cuenta la experiencia del titular.

Se considerarán como costos de mantenimiento también a los contratos de alquiler de herramentaje o utilería especial, así como los contratos de asesoría especializada y mano de obra especializada durante los trabajos de mantenimiento de cada categoría de mantenimiento. Los costos de personal de operación y mantenimiento propio de la empresa no serán considerados como costos de mantenimiento.

También podrán ser considerados los costos de mantenimiento menor de conservación de la unidad de generación, costos que pueden considerarse que no son función del contador (horas de operación, HEO[1], arranques, etc.), sino que pueden considerarse como costos anuales calendarios.

Cuando se tengan que repartir costos comunes de mantenimiento de instalaciones auxiliares que operen para varios motores primo, el titular deberá proponer y sustentar el factor de reparto.

9.3.2 Flujo de Mantenimiento y Costos Asociados

Con la información de las categorías de mantenimiento y de los periodos de mantenimiento, así como de los costos involucrados en cada oportunidad proporcionados por el generador, se debe elaborar un flujo de mantenimiento y de costos asociados función del contador, es decir, dependiendo de la tecnología de la unidad, función de las horas de operación, de las HEO, de los arranques u otro (todavía no en función de las horas calendarias).

9.4 Determinación de los Costos Variables de Mantenimiento y de los Costos de Mantenimiento por Arranque

9.4.1 Metodología de Desagregación de Costos

Se deberán simular escenarios de operación posibles de efectuar durante la vida útil de la unidad termoeléctrica, inmersa en el sistema eléctrico interconectado. Para el efecto, se aceptará la simplificación de que en cada cálculo, la unidad operará

[1] HEO = Horas Equivalentes de Operación

durante toda su vida útil sólo bajo una condición de operación anual (un escenario posible). La variedad de condiciones de operación anuales con las que operará en la realidad se toma en cuenta (al menos a nivel teórico) al promediar los resultados de cada una de las condiciones teóricas evaluadas.

Para cada diversa tecnología, las simulaciones de escenarios de operación deberán basarse en lo siguiente:

i) Turbinas a gas y ciclo combinados: familias de operación función del número de arranques anuales y del número de horas de operación por arranque.
ii) Motores reciprocantes: familias de operación de horas de operación anuales
iii) Turbinas a vapor: familias de operación de horas de operación anuales.

Cada escenario de operación anual deberá extenderse para la vida útil de la unidad de generación. Para el efecto se considerará en todos los casos una vida útil de 20 años, es decir, la operación deberá elaborarse suponiendo que la unidad fuera nueva, no importando la antiguedad real de la unidad.

Todos los escenarios de operación se efectuarán suponiendo que la unidad de generación operará siempre al nivel de potencia efectiva reconocida por el COES. De esta manera, las horas de operación anuales se determinan como el cociente de la producción anual y la potencia efectiva de la unidad. De la misma manera, si la simulación se efectuara a partir de horas de operación anuales, la producción anual se determinará considerando un nivel de potencia igual al de potencia efectiva.

En los escenarios de operación no se considerarán operaciones de tipo especial, como arranques y tomas de carga rápidas, generación a potencias mayores a la potencia efectiva reconocida, etc.

Para cada escenario de operación considerado (o familias de ellos cuando se crea conveniente), el flujo de mantenimiento y el correspondiente flujo de costos asociados (hasta ahora expresados en función del contador), deberán ser re-expresados en función de horas calendario, producto del propio escenario de operación simulado.

Luego de lo cual, se deberá calcular el costo total actualizado del mantenimiento a lo largo de la vida útil de la unidad, así como la anualidad representativa de dicho costo total también a lo largo de la vida útil de la unidad. La tasa de actualización deberá ser la fijada en el Artículo 79° de la Ley.

La anualidad de los costos totales de mantenimiento de la unidad se expresará también en función de la producción anual de energía de cada simulación de la operación.

9.4.2 Costo Variable de Mantenimiento (CVM)

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 todas las simulaciones de las operaciones consideradas, será considerado como el costo variable de mantenimiento CVM de la unidad.

En el caso de unidades de generación donde el contador mencionado en 9.2.2 considere también la variable “número de arranques”, el CVM final será el promedio ponderado por número de arranques de los CVM calculados para cada familia de simulación de horas de operación determinada para un número de arranques anuales específico.

9.4.3 Costo Fijo Anual de Mantenimiento (CFAM) y Costo de Mantenimiento por Arranque (CMarr)

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

En el caso de unidades de generación donde el contador mencionado en 9.2.2 considere también la variable “número de arranques”, el CFAM final será el promedio ponderado por número de arranques de los CFAM calculados para cada familia de simulación de horas de operación determinada para un número de arranques anuales específico.

En este último caso, el cociente de la suma de todos los CFAM determinados y la suma de todos los arranques considerados, será considerado como el costo de mantenimiento por arranque (CMarr) de la unidad.

10. CASOS ESPECIALES

Las unidades termoeléctricas que presenten características particulares y requieran de procedimientos de cálculo diferentes a los indicados en el presente procedimiento, serán tratados como Casos Especiales.

El integrante del COES que solicita un tratamiento como Caso Especial, presentará a la DOCOES para su aprobación el procedimiento de cálculo y los criterios y parámetros a utilizarse, debidamente sustentados, los cuales tomarán como referencia los criterios y metodología general del presente procedimiento y el principio de reconocimiento de costos eficientes.

11. FORMATOS

La DOCOES establecerá los formatos impresos y/o digitales para la entrega de información por parte de los integrantes del COES en conformidad con el presente procedimiento.

12. DISPOSICIÓN TRANSITORIA

En un plazo de 120 días calendarios de publicado el presente Procedimiento, los integrantes del COES adecuarán la información pertinente de sus unidades termoeléctricas conforme se establece en el mencionado procedimiento. Mientras tanto, la DOCOES considerará como válida la información vigente a la fecha de publicación del presente procedimiento.

ANEXO 1

TURBINAS A GAS

Contador : Horas Equivalentes de Operación HEO (función de horas de operación, número de arranques, etc.)

Categoría de Mantenimiento	Periodos **HEO**
Menor de la Sección de Combustores	2 000
Mayor de la Sección de Combustores	8 000
De la Sección de Turbina (Ruta de Gases Calientes)	24 000
Mayor	48 000

MOTORES RECIPROCANTES

Contador : Horas de Operación HO

Categoría de Mantenimiento	Periodos **HO**
Menor	4 000
Intermedio	16 000
Mayor	64 000

TURBINAS DE VAPOR

Contador : Horas de Operación HO

Categoría de Mantenimiento	Periodos **HO**
Inspección	4 000
Menor	8 000
Intermedio	16 000
Mayor	32 000