

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SINAC	PR – 07
CALCULO DE LOS COSTOS MARGINALES DE ENERGIA DE CORTO PLAZO		
<ul style="list-style-type: none"> ❑ Aprobado en S.D. N°18 del 18 de octubre de 1995. ❑ Modificación aprobada en S.D. N°128 del 25 de agosto de 2000. ❑ Aprobado según RM N°143-2001-EM/VME del 26 de marzo de 2001. ❑ Modificado según RM N°232-2001-EM/VME del 29 de mayo del 2001 ❑ Modificado según R.M. N°009-2009-MEM/DM del 13 de enero de 2009 		

1. OBJETIVO

Determinar los Costos Marginales de Corto Plazo en el Sistema Interconectado Nacional (SINAC), para la valorización de las transferencias de energía.

2. BASE LEGAL

- 2.1. Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 41. inciso c, 107)
- 2.2. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 105, 106, 213, 214, 215)
- 2.3. Decreto Supremo N°037-2006-EM – Reglamento de Cogeneración (Artículo 7°)

3. DEFINICIONES

3.1. COSTO MARGINAL DE CORTO PLAZO

Es el costo en que se incurre para producir una unidad adicional de energía, o alternativamente el ahorro obtenido al dejar de producir una unidad, considerando la demanda y el parque de generación disponible.

3.2. VALOR DEL AGUA SEMANAL

El valor del agua semanal es la variación del costo futuro actualizado de operación y racionamiento del SINAC con relación a la variación del volumen del embalse durante una semana. El valor agua semanal cuyas unidades son S./m³, puede ser expresado en S./kWh, utilizando los rendimientos de las centrales.

3.3. CENTRAL HIDRAULICA DE PASADA

Central hidráulica que utiliza caudal natural, es decir agua fluente que no se almacena en reservorios, para generación de energía eléctrica.

3.4. CENTRAL HIDRAULICA DE REGULACION

Central hidráulica que utiliza agua almacenada en reservorios, es decir caudal regulado, para generación de energía eléctrica. Este almacenamiento puede ser horario, diario, semanal, mensual, anual y plurianual.

3.5. CONDICION DE VERTIMIENTO

Se considera vertimiento aquella condición en que un determinado embalse vierta por no tener capacidad de almacenamiento disponible y las centrales generadoras asociadas a éste tengan capacidad de generación no utilizada y que además no exista en el sistema ninguna unidad termoeléctrica despachada,

con excepción de las unidades de las Centrales de Cogeneración Calificadas cuando estén operando para producir calor útil.

4. RESPONSABLE

División de Evaluación y Estadística (DEE)

5. PERIODICIDAD

Mensual, en la oportunidad de la aprobación de la Valorización de las Transferencias de Energía.

6. APROBACION

La Dirección de Operaciones aprobará los Costos Marginales de Corto Plazo para las valorizaciones de transferencias de energía activa.

7. INFORMACION REQUERIDA

- 7.1. Rendimiento promedio del mes (kWh por masa de combustible) para cada central térmica.

Es calculada por la DEE, en base al rendimiento nominal, a la potencia nominal y a la potencia media requerida para el despacho conforme al Procedimiento Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Térmicas del COES-SINAC.

- 7.2. Costo de combustible para cada central térmica, calculado de acuerdo al Procedimiento Programación de Corto Plazo de las Centrales Térmicas del COES-SINAC.

La información que los generadores entreguen a la DOCOES, será conforme a lo dispuesto en el Procedimiento relativo a la Información de Precios y Calidad del Combustible. La División de Estudios y Desarrollo (DED) podrá verificar la información presentada.

- 7.3. Costo variable no combustible (S/./kWh) para cada central térmica.

Los valores referenciales están definidos en el Procedimiento Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Térmicas del COES-SINAC.

- 7.4. Factores de pérdidas marginales de energía

Los factores de pérdidas son calculados de acuerdo al Procedimiento Cálculo de Factores de Pérdidas Marginales.

- 7.5. Energía generada cada 15 minutos de cada grupo y/o central térmica (MWh).

Información entregada por los generadores en el plazo indicado en el Procedimiento N° 10.

- 7.6. Energía generada y tiempo en período de carga y descarga (MWh).

Información entregada por los fabricantes y/o los generadores debidamente sustentada y es un valor característico de la unidad o tipo de máquina.

- 7.7. Tiempo de operación en sincronismo con el SINAC (horas) y número de arranques totales y efectivos.

Información entregada por los generadores y aprobado por la Dirección de Operaciones.

- 7.8. Valor de Agua (S/./kWh), para el volumen del Lago Junín

Determinado de acuerdo con el Procedimiento N° 08.

- 7.9. Precio básico de la energía (S/./kWh) en horas fuera de punta, en la barra de referencia, Santa Rosa.

Precio publicado por la Comisión de Tarifas de Energía (CTE) semestralmente, con vigencia a partir del 01 de mayo y 01 de noviembre de cada año, y sujeto a su respectiva fórmula de actualización.

- 7.10. Costo variable (S/./kWh) por central hidráulica, incurrido por presencia de sólidos en suspensión en el agua.

Información comunicada por los generadores debidamente sustentada y aprobada por la Dirección de Operaciones.

8. DETERMINACION DEL COSTO MARGINAL DE CORTO PLAZO DE ENERGIA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

8.1. COSTO MARGINAL EN SITUACION NORMAL

Para determinar el Costo Marginal de Corto Plazo del Sistema Interconectado Nacional cada quince (15) minutos, se utiliza la información de energía de generación recibida de las empresas integrantes del COES, que corresponde al despacho de potencia y energía de las centrales para el mes que se va a realizar la valorización de las transferencias de energía.

El despacho lo determina la Dirección de Operaciones, asignando en forma óptima los recursos disponibles de generación para satisfacer la demanda, garantizando la operación al mínimo costo total y preservando la seguridad y calidad del abastecimiento de la energía eléctrica.

Con los datos de las centrales hidráulicas y térmicas que han intervenido en el despacho de potencia y energía, y según lo programado y autorizado por el Coordinador, se realiza cada quince (15) minutos un ordenamiento de menor a mayor costo de las centrales, en base a sus costos variables de operación. Estos costos variables previamente se han referido a la barra base de Santa Rosa, dividiendo los costos variables determinados según lo indicado en el Procedimiento relativo al Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Térmicas del COES-SINAC, entre el correspondiente factor de pérdidas marginales de las barras a las cuales están interconectadas.

La central marginal por cada período de quince minutos, es aquella cuyo costo variable (S/./kWh) es el mayor en dicho período y que se encuentre en capacidad de producir una unidad adicional de energía. El costo marginal de corto plazo es igual al costo variable de la central que es marginal en el sistema.

El costo variable de las unidades de las Centrales de Cogeneración Calificadas que se encuentren despachadas conforme a sus programas de producción combinada de electricidad y calor útil, no será tomado en cuenta para determinar el costo marginal de corto plazo.

8.2. COSTO MARGINAL EN CONDICION DE VERTIMIENTO

El costo marginal de corto plazo en el SINAC, para una condición de vertimiento se determinará considerando únicamente la compensación a que se refiere el Art. 213° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, y el costo variable incurrido por la presencia de sólidos en suspensión en el agua turbinada.

8.3. COSTO MARGINAL EN CONDICION DE RACIONAMIENTO

El costo marginal de corto plazo en el SINAC, para una situación de racionamiento por déficit de generación eléctrica, será igual al costo de racionamiento fijado por la CTE.

8.4. COSTO MARGINAL EN CONDICION DE SUB-SISTEMAS

En el caso que el SINAC se divida en sub-sistemas por causas de mantenimiento o falla en las líneas que conforman el Sistema de Transmisión, el Costo Marginal de Corto Plazo será calculado de acuerdo a lo indicado en el presente procedimiento para cada uno de los sub-sistemas, considerándolos en forma aislada.

8.5. COSTO MARGINAL EN CONDICION DE LIMITE DE CAPACIDAD DE TRANSMISION DE LINEAS

En el caso que el SINAC se divida en sub-sistemas debido a que se ha alcanzado el límite de capacidad de transporte de carga de las líneas que conforman el Sistema Principal de Transmisión, el Costo Marginal de Corto Plazo será calculado de acuerdo a lo indicado en el presente procedimiento, para cada uno de los sub-sistemas, considerando las restricciones de transmisión.

Cuando una línea alcanza su máxima capacidad de transmisión determina costos marginales en cada subsistema formado en cada extremo de la línea.

9. PROCEDIMIENTO DE CALCULO

En caso que una central térmica resultara marginal, el Costo Marginal de Corto Plazo no podrá ser en ningún caso inferior al costo variable de dicha central. El costo variable está compuesto por el costo variable combustible más el costo variable no combustible y corresponde a los costos de operación eficientes de cada unidad de generación, según el régimen de operación requerida.

En caso que una central hidráulica de pasada o de regulación resultara marginal, el Costo Marginal de Corto Plazo, será igual, en el primer caso al pago de la compensación única a que se refiere el Art. 213° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas más el costo variable incurrido por la presencia de sólidos en suspensión en el agua turbinada; y en el segundo caso además, el valor del agua expresado como costo unitario de energía.

El procedimiento para el cálculo de los costos variables de las centrales térmicas e hidráulicas es el siguiente :

9.1. CALCULO DEL COSTO VARIABLE DE CENTRALES TERMICAS

Se calcula de acuerdo al Procedimiento Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Térmicas del COES-SINAC.

9.2. CALCULO DEL COSTO VARIABLE DE CENTRALES HIDRAULICAS

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.

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 N° 08, más los correspondientes a los numerales 9.2.1. a) y b) anteriores.

10. CONDICIONES OPERATIVAS DE LAS CENTRALES TERMICAS NO CONSIDERADAS EN LA DETERMINACION DEL COSTO MARGINAL

10.1. CENTRALES TERMICAS QUE REGULAN TENSION

Las centrales térmicas que entran en operación para regular la tensión en las barras del Sistema Interconectado Nacional (SINAC) no son consideradas para el cálculo del costo marginal de corto plazo del SINAC. En el caso de estas centrales, se reconoce la compensación por operación, de acuerdo con el Procedimiento N° 11.

10.2. CENTRALES TERMICAS OPERANDO CON MINIMA CARGA

Las centrales térmicas que están en operación generando a mínima carga, no son consideradas para el cálculo del costo marginal de corto plazo del SINAC. En el caso de estas centrales, se reconoce la compensación por operación a mínima carga, de acuerdo al Procedimiento relativo al Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Térmicas del COES-SINAC.

Las unidades de las Centrales de Cogeneración Calificadas cuando estén operando para producir calor útil no recibirán compensación alguna.

10.3 CENTRALES DE COGENERACIÓN CALIFICADAS

Las Centrales de Cogeneración Calificadas que están despachadas prioritariamente según sus programas de producción combinada de electricidad y calor útil no serán consideradas para el cálculo del costo marginal de corto plazo del SEIN.