

APRUEBAN LA NORMA "PROCEDIMIENTOS PARA COMPENSACIÓN DE LOS COSTOS VARIABLES ADICIONALES Y DE LOS RETIROS SIN CONTRATO"

Resolución OSINERGMIN N° 001-2009-OS-CD

*Actualizado al 13 de Setiembre de 2010

Lima, 8 de enero de 2009

CONSIDERANDO

Que, el 18 de diciembre de 2008 se publicó el Decreto de Urgencia N° 049-2008, "Decreto de Urgencia que Asegura Continuidad en la Prestación del Servicio Eléctrico" (en adelante "DECRETO"), mediante el cual se dictaron medidas para la determinación de los costos marginales en el mercado de corto plazo administrado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), unificando los diversos tratamientos emitidos a la fecha sobre el mismo, tales como la Duodécima Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, el Decreto de Urgencia N° 046-2007, el Decreto Legislativo N° 1041 y el Decreto de Urgencia N° 037-2008;

Que, como consecuencia de las derogatorias parciales del Decreto Legislativo N° 1041, como del Decreto de Urgencia N° 046-2007, que supone la mencionada unificación de criterios, corresponde dejar sin efecto algunas normas aplicativas aprobadas por OSINERGMIN y dictar las medidas pertinentes para reconocer cualquier saldo monetario que de ellas se deriven al 31 de diciembre de 2008;

Que, adicionalmente, el DECRETO dictó medidas para los retiros sin contrato que efectúen las empresas generadoras, para abastecer la demanda de sus clientes regulados, dado que la Ley N° 29179, Ley que establece el Mecanismo para Asegurar el Suministro de Electricidad para el Mercado Regulado, tuvo vigencia hasta el 31 de diciembre del 2008;

Que, asimismo, en el DECRETO se estableció que las unidades de generación que se instalen al amparo del Decreto de Urgencia N° 037-2008, serán consideradas para efectos de distribuir los retiros sin contrato, y que el costo variable de dichas unidades de generación, será considerado para la determinación de los costos marginales del mercado de corto plazo;

Que, finalmente, el DECRETO, vigente desde el 01 de enero de 2009 hasta el 31 de diciembre de 2011, dispuso que OSINERGMIN apruebe las disposiciones necesarias para su aplicación;

Que, de acuerdo a lo antes expuesto, corresponde a OSINERGMIN publicar las disposiciones necesarias para la aplicación del DECRETO, siendo pertinente que, debido a que dicha norma inicia su vigencia el 01 de enero de 2009, la aprobación de las referidas disposiciones debe tener igual vigencia, lo que obliga a la exoneración del requisito de prepublicación, por su carácter de urgencia, posibilidad prevista en el Artículo 25 del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM;

Que, se han emitido el Informe N° 0015-2009-GART de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y el Informe N° 0533-2008-GART de la Asesoría Legal de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, informes que complementan la motivación que sustenta la decisión de OSINERGMIN, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el Artículo 3, numeral 4 de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en el Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; el Decreto de Urgencia N° 049-2008; en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Aprobar la Norma "Procedimiento para Compensación de los Costos Variables Adicionales y de los Retiros Sin Contrato", vigente por el periodo señalado en el Artículo 5 del Decreto de Urgencia N° 049-2008.

Artículo 2.- Incorpórese el Informe N° 0015-2009-GART, Anexo, como parte integrante de la presente resolución.

Artículo 3.- Déjese sin efecto a partir del 01 de enero de 2009 las Resoluciones OSINERGMIN N° 568-2008-OS/CD y N° 589-2008-OS/CD.

Artículo 4.- La presente Resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial El Peruano y consignada, conjuntamente con su Anexo, en la página Web de OSINERGMIN: www.osinerg.gob.pe.

ALFREDO DAMMERT LIRA

Presidente del Consejo Directivo

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

El Decreto de Urgencia N° 049-2008, "Decreto de Urgencia que Asegura Continuidad en la Prestación del Servicio Eléctrico", dicta medidas aplicables entre el 01 de enero de 2009 y el 31 de diciembre de 2011 para la determinación de los costos marginales en el mercado de corto plazo administrado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), unificando los diversos tratamientos emitidos a la fecha sobre el mismo, tales como la Duodécima Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, el Decreto de Urgencia N° 046-2007, el Decreto Legislativo N° 1041 y el Decreto de Urgencia N° 037-2008.

El mencionado Decreto de Urgencia N° 049-2008 establece, entre otros, que durante su vigencia: i) los costos marginales de corto plazo se determinarán considerando que no existe restricción de producción o transporte de gas natural ni de transmisión de electricidad, no pudiendo exceder el valor límite que se fije por Resolución Ministerial, y ii) se asignarán los retiros sin contrato destinados al suministro de los Usuarios Regulados en función de la energía firme eficiente de las centrales de generación eléctrica, valorizándolos a Precios en Barra. Asimismo, el

mencionado Decreto de Urgencia N° 049-2008, complementa estas disposiciones con el establecimiento de compensaciones que serán incorporadas como parte del Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión.

Adicionalmente, como consecuencia de las derogatorias que supone el Decreto de Urgencia N° 049-2008, de parte del Decreto Legislativo N° 1041 y del Decreto de Urgencia N° 046-2007, corresponde dejar sin efecto algunas normas aprobadas por OSINERGMIN vinculadas a los mismos y dictar las medidas pertinentes para reconocer cualquier saldo monetario que de ellas se deriven al 31 de diciembre de 2008.

El Artículo 4 del Decreto de Urgencia N° 049-2008, dispone que OSINERGMIN aprobará las disposiciones necesarias para la aplicación del mismo desde que inicie su vigencia.

De esta manera, se acredita la necesidad de aprobar la norma que de cumplimiento al Decreto de Urgencia N° 049-2008 siendo que, por la urgencia de su aprobación, se le exonera de prepublicación.

Por las razones señaladas precedentemente, la resolución materia de la presente exposición de motivos cumple con los objetivos indicados.

PROCEDIMIENTO PARA COMPENSACIÓN DE LOS COSTOS VARIABLES ADICIONALES Y DE LOS RETIROS SIN CONTRATO

Artículo 1. DEFINICIONES

Para efectos de esta norma se emplean las siguientes definiciones:

- 1.1 Agentes:** Denominación genérica dada al conjunto de Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres.
- 1.2 Año Tarifario:** Periodo comprendido entre el 01 de mayo hasta el 30 de abril del siguiente año.
- 1.3 Barra:** Es aquel punto del sistema eléctrico preparado para entregar y/o retirar energía eléctrica.
- 1.4 Barras de Transferencia:** Tiene la definición contenida en el Procedimiento Técnico N° 10 del COESSINAC.
- 1.5 Cargo Unitario por CVOA-CMg:** Cargo unitario expresado en Nuevos Soles por kW al mes que se publicará en la Resolución que establezca los Precios en Barra como parte integrante del Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión. Corresponde a la compensación a que se refiere el numeral 1.3 del Artículo 1 del Decreto de Urgencia N° 049-2008.
- 1.6 Cargo Unitario por CVOA-RSC:** Cargo unitario expresado en Nuevos Soles por kW al mes que se publicará en la Resolución que establezca los Precios en Barra como parte integrante del Peaje por Conexión al Sistema Principal de

Transmisión. Corresponde a la compensación a que se refiere el segundo párrafo del Artículo 2 del Decreto de Urgencia N° 049-2008.

- 1.7 COES:** Comité de Operación Económica del SEIN.
- 1.8 Restricción:** Limitación de producción o transporte de gas natural y/o limitación de transmisión de electricidad.
- 1.9 Costo Marginal de Corto Plazo:** Valor calculado por el COES para efectos de las transferencias de energía, considerando lo establecido en los numerales 1.1 y 1.2 del Artículo 1 del Decreto de Urgencia N° 049-2008.
- 1.10 Costos Variables:** Son los determinados de acuerdo con el Procedimiento Técnico N° 33 del COES-SINAC "Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Termoeléctricas del COES".
- 1.11 CVOA-CMg Estimados:** Compensación estimada en un Año Tarifario por aplicación del Artículo 1 del Decreto de Urgencia N° 049-2008, determinada de acuerdo con lo señalado en el numeral 5.1.
- 1.12 CVOA-CMg Incurridos:** Compensación en un mes por aplicación del Artículo 1 del Decreto de Urgencia N° 049-2008, determinada de acuerdo con lo señalado en el numeral 5.3.
- 1.13 CVOA-RSC Estimados:** Compensación estimada en un Año Tarifario por aplicación del Artículo 2 del Decreto de Urgencia N° 049-2008, determinada de acuerdo con lo señalado en el numeral 6.1.
- 1.14 CVOA-RSC Incurridos:** Compensación en un mes por aplicación del Artículo 2 del Decreto de Urgencia N° 049-2008, determinada de acuerdo con lo señalado en el numeral 10.1.
- 1.15 Energía Firme Anual (EFA):** Energía Firme a que se refiere el numeral 6 del Anexo de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Ley N° 25844.
- 1.16 Energía Firme Eficiente Anual (EFEA):** Energía Firme Anual de cada Generador que resulta luego de ordenar las EFA de las centrales de generación en base a sus costos variables hasta cubrir la demanda anual, conforme se establece en el numeral 7.1 del Artículo 7.
- 1.17 Factores de Proporción:** Factores por medio de los cuales se determinará la proporción de la asignación de los retiros de potencia y energía sin contratos a cada uno de los Generadores.
- 1.18 GART:** Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERGMIN.
- 1.19 Generador Excedentario:** Generador que tiene un Saldo de Energía Anual positivo.

1.20 Generador Deficitario: Generador que tiene un Saldo de Energía Anual negativo.

1.21 OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

1.22 Saldo de Energía Anual: Resultado de restar, para cada Generador, la Energía Firme Eficiente Anual menos las Ventas de Energía por Contrato.

1.23 SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

1.24 Usuario: Consumidor final de electricidad localizado en el Perú y que se encuentra dentro del SEIN. Comprende tanto a los Usuarios Libres como a los Usuarios Regulados.

1.25 Ventas de Energía por Contrato: Corresponde a las ventas anuales de energía de cada Generador a través de contratos con Distribuidores y/o Clientes Libres. En el caso de Generador adjudicatario de las subastas previstas en el Decreto Legislativo N° 1002 incluirá además la energía anual que le fuera adjudicada como resultado de dichas subastas.¹

Artículo 2. OBJETIVO

2.1 Establecer la forma, responsabilidades, secuencia y cálculos que se deben seguir a fin de trasladar a los Usuarios, las compensaciones a que se refieren los Artículos 1 y 2 del Decreto de Urgencia N° 049-2008.

2.2 La presente norma se aplicará durante el periodo fijado en el Decreto de Urgencia N° 049-2008.

Artículo 3 BASE LEGAL

- * Decreto de Urgencia N° 049-2008: Decreto de Urgencia que Asegura Continuidad en la Prestación del Servicio Eléctrico.
- * Ley N° 28832: Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- * Decreto Ley N° 25844: Ley de Concesiones Eléctricas.
- * Decreto Supremo N° 009-93-EM: Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- * Decreto Supremo N° 054-2001-PCM: Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN.
- * Resolución Ministerial N° 607-2008: Determinan el Valor Límite de los Costos Marginales de Corto Plazo del SEIN.

¹ Inciso modificado por la Resolución OSINERGMIN N° 225-2010-OS/CD publicada el 12-09-2010.

- * Resolución OSINERGMIN N° 776-2007-OS/CD: Texto Único Ordenado de la Norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados".
- * Resolución Ministerial N° 143-2001: Procedimiento Técnico N° 02 del COES-SINAC "Programación de la Operación Diaria del Sistema Interconectado Nacional".
- * Resolución Ministerial N° 143-2001: Procedimiento Técnico N° 07 del COES-SINAC "Cálculo de los Costos Marginales de Energía de Corto Plazo".
- * Resolución Ministerial N° 143-2001: Procedimiento Técnico N° 10 del COES-SINAC "Valorización de las Transferencias de Energía Activa entre Generadores Integrantes del COES".
- * Resolución Ministerial N° 143-2001: Procedimiento Técnico N° 13 del COES-SINAC "Determinación de la Energía Firme de las unidades generadoras de las Empresas Integrantes del COES".
- * Resolución Ministerial N° 143-2001: Procedimiento Técnico N° 15 del COES-SINAC "Valorización de Transferencia de Energía Reactiva entre integrantes del COES".
- * Resolución Ministerial N° 232-2001: Procedimiento Técnico N° 23 del COES "Compensaciones al Sistema de Principal de Transmisión".
- * Resolución Ministerial N° 322-2001: Procedimiento Técnico N° 27 del COES-SINAC "Egresos por Compra de Potencia".
- * Resolución Ministerial N° 516-2005-MEM/DM: Procedimiento Técnico N° 32 del COES-SINAC "Criterios y Metodología para la Programación de la Operación de Corto Plazo de las Centrales de Generación del COES".
- * Resolución Ministerial N° 516-2005-MEM/DM: Procedimiento Técnico N° 33 del COES-SINAC "Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales termoeléctricas del COES".

En todos los casos, se incluyen las normas modificatorias, complementarias, sustitutorias y conexas a los dispositivos citados.

Artículo 4. DISPOSICIONES GENERALES

4.1. La asignación de los retiros de potencia y energía sin contratos del mercado regulado, así como, sus transferencias asociadas, las efectuará mensualmente el COES, aplicando los criterios y valorizaciones previstos en la presente norma.

4.2. Las empresas distribuidoras con retiros de potencia y energía sin contrato para el mercado regulado, proporcionarán al COES, o al generador que el COES disponga, la información de energía activa, reactiva y potencia de estos retiros, en las formas establecidas por el COES, dentro de los primeros tres (3) días calendario del mes correspondiente.

4.3. Las divergencias o controversias que puedan presentarse por aplicación de la presente norma, se sujetan a lo dispuesto por el Artículo 14, inciso k), de la Ley N° 28832, en lo que resulte aplicable.

4.4. Los Factores de Proporción se calcularán en el primer mes de cada año calendario, con la EFEA que resulta de cubrir la demanda prevista de energía anual con la EFA de las centrales generadoras existentes y aquellas cuya puesta en operación esté prevista de producirse hasta antes del 31 de diciembre de dicho año.

4.5. Las empresas de generación de electricidad, facturarán a las empresas distribuidoras de electricidad los retiros de potencia y energía sin contratos del SEIN y los correspondientes cargos por transmisión de acuerdo a los factores de proporción previstos en el numeral 7.2 de la presente norma.

4.6. Las empresas generadoras remitirán las facturas señaladas en el numeral anterior después que el COES emita la valorización mensual de las transferencias de potencia y energía en los puntos donde se inician las instalaciones de las empresas de distribución. El plazo para efectuar el pago por parte de las distribuidoras, será no mayor a catorce (14) días calendario de recibidas dichas facturas. El vencimiento del plazo señalado, cuando el último día es inhábil, corresponde al primer día hábil siguiente.

4.7. Si las facturas no fueran canceladas ni observadas antes de su fecha de vencimiento, el generador estará facultado a aplicar los intereses a que se refiere el Artículo 176 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, hasta la oportunidad en que se realice el pago del monto adeudado.

4.8. OSINERGMIN fiscalizará el cumplimiento de la presente norma.

CAPÍTULO PRIMERO

Asignación de los Costos Variables de Operación Adicionales

Artículo 5. MECANISMO PARA TRASLADAR LOS CVOA-CMg

El mecanismo para trasladar los CVOA-CMg comprende las siguientes etapas:

5.1. CVOA-CMg Estimados

Al inicio de cada proceso de Fijación de Precios en Barra, es decir, en el plazo señalado en el ítem a del Anexo A del Texto Único Ordenado de la Norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 775-2007-OS/CD, el COES remitirá a la GART un Informe Técnico con su propuesta de CVOA-CMg Estimados para el horizonte de tiempo remanente entre la entrada en vigencia del Año Tarifario y el fin de dicho Año Tarifario, considerando lo siguiente: ²

² Párrafo rectificado por Fe de Erratas de publicada el 15 de enero de 2009.

a) Dos escenarios: Despacho económico con presencia de Restricción que intente simular lo mejor posible la operación óptima futura del SEIN y despacho económico sin presencia de Restricción, para lo cual utilizará las herramientas computacionales que emplea para la Programación de Mediano Plazo, considerando como mínimo etapas mensuales y tres bloques horarios por cada etapa.

b) Determinación de los costos marginales asociados al despacho económico sin presencia de Restricción.

c) Identificación de las unidades de generación térmica, con excepción de generación adicional a la que se refiere el Decreto de Urgencia N° 037-2008, cuyo Costo Variable sea superior al costo marginal calculado de acuerdo al literal anterior, así como la energía despachada por cada una de ellas, por etapa y bloque horario para el escenario con presencia de Restricción.

d) Por cada central identificada en el paso previo, se calculará el producto de la energía despachada por la diferencia entre su Costo Variable y el costo marginal calculado de acuerdo al literal b), por etapa y bloque horario.

e) Los CVOA-CMg Estimados se obtendrán como la suma de los valores obtenidos en el paso previo por cada mes y cada generador.

5.2. Asignación de los CVOA-CMg

Los CVOA-CMg Estimados serán incorporados en el Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión (PCSPT) como Cargo Unitario por CVOACMg.

5.3. CVOA-CMg Incurridos

El COES seguirá el siguiente procedimiento:

a) Cada día se determinará el Costo Marginal de Corto Plazo con el modelo matemático de optimización señalado en el Procedimiento Técnico N° 32 del COES, utilizando la misma información y consideraciones utilizadas en la elaboración del último Programa de Operación Diario para este día, de acuerdo con el Procedimiento Técnico N° 02 del COES, y asumiendo disponibilidad ilimitada de gas natural para las unidades de generación que utilicen dicho combustible y de capacidad de transporte del sistema de transmisión. Dicho costo marginal no podrá ser superior al valor límite que defina el Ministerio de Energía y Minas mediante Resolución Ministerial.

b) Para efectos del cálculo de las transferencias mensuales de energía, la calificación de las horas de operación de las unidades térmicas se realizará con el despacho ejecutado. Los CVOA-CMg Incurridos se determinarán teniendo en cuenta sólo las unidades térmicas que despacharon y fueron calificadas por potencia - energía y/o por congestión del sistema de transmisión, conforme a lo establecido en el Procedimiento Técnico N° 07 del COES, y con Costo Variable superior al Costo Marginal de Corto Plazo en su barra de inyección. Los CVOA-CMg no incluirán compensaciones propias entre generadores que no tienen relación con la Restricción, tales como las señaladas en el numeral 9.2 del Procedimiento Técnico N° 33 del COES, ni incluirá la generación adicional a la que se refiere el Decreto de Urgencia N° 037-2008.

c) Los CVOA-CMg Incurridos por un Generador se calcularán mediante la siguiente fórmula:

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

si: $(CV_i - Cmg^q \times fp_i^q) > 0$
Costos = 0; si: $(CV_i - Cmg^q \times fp_i^q) \leq 0$

Donde:

- i = Unidad termoeléctrica que operó con Costo Variable superior al Costo Marginal de Corto Plazo en su barra de inyección, con excepción de la generación adicional a la que se refiere el Decreto de Urgencia N° 037-2008.
- q = Cada periodo de 15 minutos de la operación de la unidad i.
- Q = Número total de periodos q en que el costo variable de la unidad i fue superior al Costo Marginal de Corto Plazo.
- E = Energía inyectada por la unidad i en el periodo q.
- CV = Costo variable de la unidad i determinado de acuerdo al numeral 9.1.1 del Procedimiento Técnico N° 33 del COES, para el periodo q a compensar.
- Cmg = Costo Marginal de Corto Plazo para el periodo q.
- fp = Factor de pérdidas marginales de energía en la Barra donde inyecta la unidad i durante el periodo q.

d) La sumatoria de los CVOA-CMg Incurridos por los Generadores se denominará Monto Asignado por CVOA-CMg.

5.4. Transferencias Mensuales de Energía

Dentro de las transferencias mensuales de energía, se considerará lo siguiente:

a) Utilizando el mecanismo establecido en el numeral 8.2 del Procedimiento Técnico N° 23 del COES, los Generadores recaudarán, mensualmente, los montos correspondientes al Cargo Unitario por CVOA-CMg, en base a sus contratos de suministro de energía con Usuarios Libres y Distribuidores; además, esta recaudación incluirá aquella que corresponda a las empresas que realizan retiros sin contratos de suministros, de acuerdo con la asignación establecida por la presente norma o de la disposición legal que pudiera expedirse al respecto. A esta recaudación se le adicionará los aportes provenientes de los demás participantes del Mercado de Corto Plazo por concepto del Cargo Unitario por CVOACMg. La recaudación a que se refiere el presente literal se denominará Monto Recaudado por CVOA-CMg.

b) El COES transferirá el Monto Recaudado por CVOA-CMg a los Generadores que hayan incurrido en los CVOA-CMg, teniendo prioridad el pago pendiente de las transferencias de meses anteriores por estos costos. En caso de existir un sobrante, el COES llevará el control de estos montos a fin de ser utilizados en los meses donde el Monto Recaudado por CVOA-CMg sea menor al Monto Asignado por CVOA-CMg.

c) El COES es el encargado de llevar el control de la diferencia entre el Monto Asignado y el Monto Recaudado por CVOA-CMg para cada Año Tarifario. Esta cantidad se denominará Saldo Neto Acumulado por CVOA-CMg.

CAPÍTULO SEGUNDO

Asignación de los Retiros Sin Contrato

Artículo 6. ESTIMACIÓN DE LOS COSTOS VARIABLES ADICIONALES DE LAS UNIDADES PARA CUBRIR LOS RETIROS SIN CONTRATO

6.1 Utilizando la información de la simulación del escenario con presencia de Restricción del numeral 5.1, literal a), de la presente norma, el COES determinará lo siguiente:

a) Por cada generador realizará una proyección de los retiros sin contrato por etapas y bloques horarios considerados en la referida simulación.³

b) Por cada generador ordenará las energías despachadas de las centrales en orden decreciente de sus Costos Variables por etapas y bloques horarios considerados hasta cubrir sus retiros sin contrato.⁴ En el caso de las centrales hidroeléctricas se considerará un costo igual a cero.

En caso la energía despachada sea insuficiente para cubrir la energía de los retiros⁵ sin contrato que le hayan sido asignados, se incluirá luego de la unidad más costosa del generador una central por la energía faltante con un Costo Variable igual al Costo Marginal de Corto Plazo.⁶

c) Por cada central identificada en el paso previo, se calculará el producto de la energía despachada por la diferencia entre el Costo Marginal de Corto Plazo y el Precio en Barra, por etapa y bloque horario, teniendo cuidado de no contabilizar las energías de las unidades de generación térmica cuyo Costo Variable fue superior al Costo Marginal que fueron consideradas en el cálculo señalado en el numeral 5.1 del presente informe.⁷

d) Los CVOA-RSC Estimados se obtendrán como la suma de los valores obtenidos en el paso previo por cada mes y cada generador. Estos CVOA-RSC Estimados serán incluidos en el Informe Técnico que contiene la propuesta de CVOA-CMg Estimados de acuerdo a lo indicado en el numeral 5.1 de la presente norma.

³ Literal modificado por el Artículo 1 de la Resolución N° 019-2009-OS-CD, publicada el 28 enero 2009.

⁴ Párrafo rectificado por Fe de Erratas publicada el 04 de febrero de 2009.

⁵ Párrafo rectificado por fe de Erratas publicada el 04 de febrero de 2009.

⁶ Literal modificado por el Artículo 1 de la Resolución N° 019-2009-OS-CD, publicada el 28 enero 2009.

⁷ Literal modificado por el Artículo 1 de la Resolución N° 019-2009-OS-CD, publicada el 28 enero 2009.

6.2. Asignación de los CVOA-RSC Estimados

Los CVOA-RSC Estimados serán incorporados en el Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión (PCSPT) como el Cargo Unitario por CVOA-RSC.

Artículo 7 CÁLCULO DE LA EFEA

7.1. Para el cálculo de la EFEA se considerará los siguientes pasos:

7.1.1. Para cada central generadora, incluyendo aquellas cuya puesta en operación está prevista de producirse hasta antes del 31 de diciembre del año en proceso, se determinará la EFA. Para este fin, se utilizará el Procedimiento Técnico N° 13 del COES-SINAC o el que lo sustituya.

7.1.2. Se ordenarán todas las centrales generadoras de menor a mayor costo variable, tomando para ello los costos variables utilizados en la última fijación de Precios en Barra. En el caso de las centrales hidroeléctricas se considerará un costo igual a cero.

7.1.3. Se identificará a las centrales generadoras de menor costo variable cuya suma de sus EFA totalizan la demanda anual de energía prevista para el año en proceso. La EFA de las centrales generadoras identificadas con este procedimiento constituirá la EFEA de cada una de ellas. Para el caso de la central de mayor costo identificada para cubrir la demanda, la EFEA sólo corresponde a la parte de su EFA necesaria para cubrir la referida demanda. El resto de centrales de mayor costo variable que la unidad que cubrió la demanda, tendrán un EFEA igual a cero (0).

7.1.4. La EFEA de cada Generador será igual a la suma de la EFEA de todas las unidades de sus centrales generadoras.

7.2. Para el cálculo de los Factores de Proporción de cada Generador se utilizará lo siguiente:

7.2.1. Para cada uno de los Generadores Excedentarios, el Factor de Proporción a ser utilizado será igual a la participación de su Saldo de Energía Anual sobre la suma de los Saldos de Energía Anual de todos los Generadores.

$$F_i = \frac{\text{Max}(SEA_i, 0)}{\sum_i^n \text{Max}(SEA_i, 0)}$$

Donde: n = Número de Generadores
 SEA_i = Saldo de Energía Anual del Generador i
 F_i = Factor de Proporción del Generador i

7.2.2. Para cada uno de los Generadores Deficitarios, el Factor de Proporción será igual a cero.

Artículo 8. VALORIZACIÓN DE TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA

8.1 En la transferencia de energía, los retiros de energía sin contratos serán valorizados a Costos Marginales de Corto Plazo y serán asignados a los generadores en proporción a los Factores de Proporción determinados de acuerdo al numeral 7.2 de la presente norma.⁸

8.2. Derogado⁹

8.3. Derogado¹⁰

Artículo 9. VALORIZACIÓN DE TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA REACTIVA, DE POTENCIA Y COMPENSACIONES DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

9.1. Para la valorización de los retiros de energía y potencia sin contratos en la transferencia de energía reactiva, de potencia y de compensación del Sistema Principal de Transmisión se considerarán los mismos criterios establecidos en el procedimientos técnicos N° 15, N° 23, N° 27 del COES, o los que lo sustituyan, pero considerando los Precios de Barra establecidos por OSINERGMIN y los factores de proporción para asignación entre los generadores de estos retiros. En caso se presentase una variación en estos precios por aplicación de los factores de actualización en el mes, se utilizará un precio promedio ponderado resultante de los días correspondientes con un redondeo a dos decimales.

Artículo 10 COMPENSACIÓN DE LOS COSTOS VARIABLES ADICIONALES DE LAS UNIDADES QUE OPERARON PARA CUBRIR LOS RETIROS SIN CONTRATO

10.1 Una vez identificada la producción mensual de energía activa por unidad y empresa de generación, siguiendo los mismos criterios del numeral 6.1, los CVOARSC Incurridos de las unidades se calcularán mediante la siguiente fórmula:¹¹

$$CVOA - RSC = \sum_{q=1}^Q [E_i^q \times CMg_{i,q} - PB]$$

Donde :

i : Unidad que operó para cubrir los retiros sin contrato.

q : Cada período de 15 minutos de la operación de la unidad "i".

PB : Precio en Barra establecido por OSINERGMIN en la barra de RETIROS sin contrato.¹²

⁸ Numeral modificado por el Artículo 1 de la Resolución N° 019-2009-OS-CD, publicada el 28 enero 2009.

⁹ Numeral derogado por el Artículo 2 de la Resolución N° 019-2009-OS-CD, publicada el 28 enero 2009.

¹⁰ Numeral derogado por el Artículo 2 de la Resolución N° 019-2009-OS-CD, publicada el 28 enero 2009.

¹¹ Numeral modificado por el Artículo 1 de la Resolución N° 019-2009-OS-CD, publicada el 28 enero 2009.

E_i^q : Magnitud de la Energía inyectada por la unidad "i" en el período "q", que se determinó de acuerdo al numeral 6.1 del presente informe.¹³

$CMg_{i,q}$: Costo marginal en la barra de retiros sin contrato en el período "q".¹⁴

10.2 El monto neto resultante para cada empresa de generación como consecuencia de los cálculos efectuados conforme al numeral anterior, constituye los CVOA-RSC Incurridos a compensar para dicho mes y se denominará Monto Asignado por CVOA-RSC.¹⁵

10.3. Derogado¹⁶

10.4. Derogado¹⁷

10.3. Utilizando el mecanismo establecido en el numeral 8.2 del Procedimiento Técnico N° 23 del COES, los Generadores recaudarán, mensualmente, los montos correspondientes al Cargo Unitario por CVOA-RSC, en base a sus contratos de suministro de energía con Usuarios Libres y Distribuidores; además, esta recaudación incluirá aquella que corresponda a las empresas que realizan retiros sin contratos de suministros, de acuerdo con la asignación establecida por el COES, en cumplimiento del presente procedimiento. A esta recaudación se le adicionará los aportes provenientes de los demás participantes del Mercado de Corto Plazo por concepto del Cargo Unitario por CVOA-RSC. La recaudación a que se refiere el presente numeral se denominará Monto Recaudado por CVOA-RSC.¹⁸

10.4¹⁹ El COES ordenará las transferencias del Monto Recaudado por CVOA-RSC a los Generadores que fueron asignados a cubrir los retiros sin contrato, teniendo prioridad el pago pendiente de las transferencias de meses anteriores por estos costos. En caso de existir un sobrante, el COES llevará el control de estos montos a fin de ser utilizados en los meses donde el Monto Recaudado por CVOA-RSC sea menor al Monto Asignado por CVOA-RSC.²⁰

¹² Rectificado por Fe de Erratas publicada el 04 de febrero de 2009.

¹³ Rectificado por Fe de Erratas publicada el 04 de febrero de 2009.

¹⁴ Rectificado por Fe de Erratas publicada el 04 de febrero de 2009.

¹⁵ Numeral modificado por el Artículo 1 de la Resolución N° 019-2009-OS-CD, publicada el 28 enero 2009.

¹⁶ Numeral derogado por el Artículo 2 de la Resolución N° 019-2009-OS-CD, publicada el 28 enero 2009.

¹⁷ Numeral derogado por el Artículo 2 de la Resolución N° 019-2009-OS-CD, publicada el 28 enero 2009.

¹⁸ De conformidad con el Artículo 3 de la Resolución N° 019-2009-OS-CD, publicada el 28 enero 2009, se reenumera el numeral 10.5 de la presente Norma como el numeral 10.3.

¹⁹ De conformidad con el Artículo 3 de la Resolución N° 019-2009-OS-CD, publicada el 28 enero 2009, se reenumera el numeral 10.6 de la presente Norma como el numeral 10.4.

²⁰ Numeral modificado por el Artículo 1 de la Resolución N° 019-2009-OS-CD, publicada el 28 enero 2009.

10.5. El COES es el encargado de llevar el control de la diferencia entre el Monto Asignado por CVOARSC y el Monto Recaudado por CVOA-RSC para cada Año Tarifario. Esta cantidad se denominará Saldo Neto Acumulado por CVOA-RSC.²¹

Artículo 11. SANCIONES

El COES comunicará los incumplimientos de los Agentes a la presente norma, a fin de aplicarse las sanciones correspondientes, de ser el caso, de conformidad con lo dispuesto en la Escala de Multas y Sanciones de OSINERGMIN.

Asimismo, los incumplimientos del COES a la presente norma, serán sancionados de conformidad con lo dispuesto en la citada Escala.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

PRIMERA.- Participación de los Grandes Usuarios Libres en el Mercado de Corto Plazo

La participación de los Grandes Usuarios Libres y los Distribuidores en el Mercado de Corto Plazo, estará sujeta a las condiciones y requisitos que establezca el Reglamento del Mercado de Corto Plazo de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 11 de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

SEGUNDA.- Remisión de información a OSINERGMIN

Diariamente, junto con el Programa Diario de Operación, el COES remitirá a OSINERGMIN los archivos electrónicos que sustenten los cálculos señalados en el ítem a) del numeral 5.3.

La información que permita verificar los cálculos señalados en el numeral 5.4 de la presente norma, será remitida por el COES en la forma, medios y plazos que establezca la Norma "Formularios, Plazos y Medios para el Suministro de Información de la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional", aprobado por Resolución OSINERG N° 235-2005-OS/CD.

TERCERA.- Reajuste Trimestral de los CVOA-CMg y CVOA-RSC Estimados

De forma trimestral, el COES remitirá a la GART un Informe Técnico que contenga su propuesta de reajuste de los CVOA-CMg y CVOA-RSC Estimados para el periodo de tiempo remanente entre la entrada en vigencia del reajuste trimestral y el fin de dicho Año Tarifario.²² Dicha propuesta debe tener en cuenta los criterios establecidos en el numeral 5.1 y en el Artículo 6, así como la diferencia entre los CVOA-CMg y CVOA-RSC Estimados e Incurridos. El citado Informe deberá ser remitido 15 días hábiles antes del reajuste trimestral a que se refiere el párrafo siguiente.

²¹ De conformidad con el Artículo 3 de la Resolución N° 019-2009-OS-CD, publicada el 28 enero 2009, se reenumera el numeral 10.7 de la presente Norma como el numeral 10.5.

²² Rectificado por Fe de Erratas publicada el 15 de enero de 2009.

El reajuste trimestral será publicado en los plazos establecidos en la Norma "Precios a Nivel de Generación y Mecanismos de Compensación entre Usuarios Regulados", aprobada mediante Resolución OSINERGMIN N° 180-2007-OS/CD.

CUARTA.- Liquidación de los Saldos Netos por CVOA-CMg y CVOA-RSC Acumulados

La liquidación de los Saldos Netos por CVOA-CMg y CVOA-RSC Acumulados, se realizará al final del Año Tarifario. Si el Saldo Neto Acumulado resulta positivo, corresponderá un aumento en los CVOA Estimados para el próximo Año Tarifario, y si la diferencia es negativa, corresponderá una disminución en los CVOA Estimados para el próximo Año Tarifario.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

PRIMERA.- Primer Informe Técnico del COES

Los CVOA-CMg y CVOA-RSC Estimados para el período enero - abril 2009, serán incluidos mediante un Factor de Ajuste en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión. Inicialmente dicho factor será el equivalente al cargo unitario que sustentó lo aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 640-2008-OS/CD. Posteriormente, este factor será modificado sobre la base del Informe Técnico que el COES presentará a OSINERGMIN considerando las premisas establecidas en el numeral 5.1 de la presente norma, dentro de los primeros quince (15) días siguientes a su solicitud por parte de OSINERGMIN.²³

SEGUNDA.- Liquidación del año 2008

Los saldos correspondientes al año 2008 producto de la aplicación de la Norma "Procedimiento para Trasladar a los Usuarios de Electricidad los Costos Adicionales por Congestión en el Ducto de Camisea", aprobada mediante Resolución OSINERGMIN N° 568-2008-OS/CD, deberán ser incluidos dentro del Informe Técnico al que se refiere la Primera Disposición Transitoria como parte de los CVOA-CMg Estimados.

²³ Disposición modificada por el Artículo 1 de la Resolución N° 019-2009-OS-CD, publicada el 28 enero 2009.