
Factores de Ajuste de los Cargos Adicionales del Peaje del Sistema Principal de Transmisión

Período noviembre 2009 - enero 2010

Lima, octubre de 2009

INDICE

1. INTRODUCCIÓN	2
1.1. INFORME TRIMESTRAL DEL COES-SINAC	3
2. COMPENSACIÓN POR GENERACIÓN ADICIONAL	7
2.1. REVISIÓN DE LOS COSTOS A COMPENSAR.....	8
2.2. DETERMINACIÓN DE LOS FACTORES DE AJUSTE DE CARGOS UNITARIOS POR GENERACIÓN ADICIONAL	13
3. COMPENSACIÓN POR COSTOS VARIABLES ADICIONALES.....	15
3.1. MODIFICACIONES A LA PROPUESTA DEL COES-SINAC	16
3.2. REVISIÓN DEL CARGO UNITARIO POR COSTOS VARIABLES ADICIONALES RESPECTO DEL COSTO MARGINAL (CVOA-CMG)	17
3.3. REVISIÓN DEL CARGO UNITARIO POR COSTOS VARIABLES ADICIONALES RESPECTO DE LOS RETIROS SIN CONTRATO (CVOA-RSC)	19
3.4. DETERMINACIÓN DE LOS FACTORES DE AJUSTE DE CARGOS UNITARIOS POR CVOA-CMG Y CVOA-RSC.....	21
4. RECOMENDACIONES.....	23

1. Introducción

El siguiente informe se efectúa de acuerdo con lo dispuesto por las Resoluciones OSINERGMIN N° 001-2009-OS/CD, N° 002-2009-OS/CD, N° 053-2009-OS/CD y sus modificatorias.

La Resolución OSINERGMIN N° 001-2009-OS/CD aprobó la norma "Procedimiento para Compensación de los Costos Variables Adicionales y de los Retiros Sin Contrato" que complementa lo dispuesto por el Decreto de Urgencia N° 049-2008, el cual estableció que hasta el 31 de diciembre de 2011 los costos marginales de corto plazo se determinarán considerando que no existe restricciones de producción y transporte de gas natural, ni restricciones de transmisión eléctrica; asimismo, dispone la forma en que se asignarán los retiros sin contrato destinados al Servicio Público de Electricidad; y establece dos mecanismos de compensación que implican cargos adicionales a incorporarse en el peaje por conexión al Sistema Principal de Transmisión, el primero para compensar a aquellas unidades con costos variables mayores al costo marginal de corto plazo, y el segundo para compensar las diferencias entre la valorización de los costos marginales a Precios en Barra y a costos marginales de corto plazo.

La Resolución OSINERGMIN N° 002-2009-OS/CD aprobó la norma "Procedimiento Compensación por Generación Adicional" que complementa lo dispuesto por el Decreto de Urgencia N° 037-2008, el cual estableció la necesidad que el Estado por medio de sus empresas eléctricas contrate generación adicional que garantice la cobertura de la demanda eléctrica, disponiendo que se compense los costos en que incurra la empresa estatal (Electroperu) por atender esta obligación. La mencionada compensación implica un cargo adicional a incorporarse en el peaje por conexión al Sistema Principal de Transmisión.

Ambos procedimientos disponen que se determinen los correspondientes cargos con periodicidad anual, en la oportunidad en que se fijen los Precios en Barra, revisándose entre periodos de cálculo con frecuencia de una vez por trimestre, entre periodos de fijación tarifaria. Ello ha sido recogido en la

Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD que aprobó los siguientes cargos en atención a las normas antes indicadas: Cargo Unitario por Generación Adicional, Cargo Unitario por CVOA-CMg y Cargo Unitario por CVOA-RSC; e indicó que se determinará el factor de actualización correspondiente de acuerdo con los procedimientos aprobados por OSINERGMIN.

Al respecto, corresponde en esta oportunidad calcular los correspondientes factores de actualización a ser aplicados para el periodo noviembre 2009 – enero 2010, para lo cual se ha revisado la información recibida del COES-SINAC y la empresa Electroperu S.A.

1.1. Informe Trimestral del COES-SINAC

Mediante Cartas COES/D-1662-2009 y COES/D-1664-2009, el COES-SINAC remitió sus informes técnicos "Compensación Estimada por Costos Variables Adicionales y Retiros sin Contrato" y "Compensación por Generación Adicional", de los cuales se resalta lo siguiente:

- Uso de modelo SDDP (*Stochastic Dual Dynamic Programming*) para la determinación de la política operativa y la simulación del SEIN. Este modelo es multiembalse y multinodal, siendo utilizado por el COES en la elaboración de los programas de operación de mediano plazo.
- Se utilizó el mismo nivel de representación del SEIN que el utilizado en el modelo PERSEO para el proceso de Fijación de Precios en Barra mayo 2009 – abril 2010 (generación, red de transmisión y otras restricciones).
- Se utilizaron 30 series forward y 15 series backward¹ de caudales históricos para la determinación de la política operativa. La etapa de simulación se efectuó con caudales determinísticos, los cuales fueron estimados a partir de los datos históricos disponibles (1965 a 2008) con nivel de excedencia del 80% para los años 2009, 2010 y 2011.
- Programa de mantenimiento previsto en el Programa de Mantenimiento Mayor octubre 2009 – setiembre 2010.

¹ Dentro del SDDP, la fase forward son utilizadas para estimar los costos presentes de operación, mientras que, la fase backward es utilizada para estimar los costos futuros de operación y utiliza un proceso iterativo hasta lograr la convergencia. El número de series en cada fase, obedece al grado de precisión del análisis estadístico que se realiza.

- Programa de obras de generación actualizado a octubre de 2009.

Cuadro N° 1

Fecha	Proyectos	MW
Oct-09	C.H. Roncador -AGRO INDUSTRIAS MAJA (*)	3,8
Nov-09	C.T. Independencia - EGESUR	22,9
Nov-09	C.T. Pisco - EGASA	73,2
Nov-09	Ampliación Presa Huangsh Bajo (4,5 MMC) - ELECTROANDES	
Nov-09	C.H. Platanal - CELEPSA	220
Feb-10	C.H. Pias I - AGUAS Y ENERGIA DEL PERU (*)	12,5
Feb-10	Interconexion al SEIN de CC.HH. Carpapata - CEMENTO ANDINO (*)	11,5
Mar-10	C.T. Paita - SDF PIURA	28
Abr-10	C.T Las Flores - TG1 - EGENOR	192,5
Jul-10	C.T. Kallpa - TG3 - KALLPA	192,4

(*) Descontado de la demanda

- Programa de obras de Transmisión establecido actualizado a octubre de 2009.

Cuadro N° 2

Fecha	Proyecto
May-10	L.T. Chilca - La Planicie - Zapallal 220 kV (doble terna)
Sep-10	L.T. Independencia - Ica 220 kV
Nov-10	Ampliación Trafo Azángaro - 138/60/22.9/10 kV - REP
Nov-10	Ampliación Trafo Quencoro - 138/34.5/10.5 kV - REP
Nov-10	Ampliación Trafo Piura Oeste - 220/60/10 kV - REP
Nov-10	Ampliación Trafo Trujillo Norte - 138/22.9/10 kV - REP
Nov-10	S.E. Trujillo Norte - Bco de Capacitores 15 MVAR, 10 kV - REP
Nov-10	Ampliación Autotrafo S.E. Tingo María - 220/138/10 kV - REP
Dic-10	L.T. Carhuaquero - Corona 220 kV
Dic-10	L.T. Cajamarca - Huallanca 220 kV doble circuito
Dic-10	L.T. Huallanca - Conococha 220 kV doble circuito
Dic-10	L.T. Conococha - Paragsha 220 kV
Dic-10	L.T. Paragsha - Carhuamayo 220 kV doble circuito
Dic-10	Transformador Carhuamayo 220/138 kV - 100 MVA
Dic-10	Transformador Huallanca 220/138 kV - 100 MVA
Dic-10	S.E. Cajamarca 220 kV - SCV + 120/-60 MVAR
Dic-10	S.E. Huallanca reactor 2x50 MVAR

- Demanda de energía eléctrica pronosticada:

Cuadro N° 3

año	Potencia		Energía	
	MW	%	GWh	%
2008	4199		29559	
2009	4259	0,8%	29735	0,6%
2010	4518	6,1%	31495	5,9%
2011	4887	8,2%	34170	8,5%

- Disponibilidad de gas natural para la generación de electricidad:

Cuadro N° 4

mes	Disponibilidad (MMPCD)
Oct-09	216
Nov-09	216
Dic-09	296
Ene-10	296
Feb-10	296
Mar-10	375
Abr-10	375
May-10	375
Jun-10	375
Jul-10	375
Ago-10	375
Sep-10	375
Oct-10	375
Nov-10	375
Dic-10	375
ene-dic 2011	sin restricción

- Operación de la C.T. Calana y la C.T. Mollendo, sin problemas de restricción de suministro de gas natural.
- Operación de la unidad Westinghouse TG7 de la C.T. Santa Rosa con Diesel 2, para el escenario con congestión, durante todo el año 2009.
- Para evitar que no se despachen unidades con costos variables mayores al costo de racionamiento vigente (250 US\$/MWh), se simula con costo de racionamiento de 1 000 US\$/MWh
- Costos variables de las centrales termoeléctricas actualizados a mes de octubre de 2009.

- Capacidades reales de las instalaciones de transmisión, siendo las más importantes las siguientes:
 - o Enlace Mantaro – Socabaya de 220 kV con 280 MW hasta febrero 2010, 350 MW hasta diciembre 2010 y 495 MW a partir de enero 2011.
 - o Enlace Paramonga – Chimbote de 220 kV con 330 MW.

2. Compensación por Generación Adicional

El Decreto de Urgencia N° 037-2008 (en adelante “DU-037-2008”), publicado el 21 de agosto de 2008, dictó disposiciones para asegurar, en el corto plazo, el abastecimiento de energía eléctrica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). En el DU-037-2008 se establece que el Ministerio de Energía y Minas declarará las situaciones de restricción temporal de generación para asegurar el abastecimiento oportuno de energía eléctrica en el SEIN.

Asimismo, dicho DU-037-2008 dispone que, cuando se presenten las situaciones descritas en el párrafo anterior, el Ministerio de Energía y Minas calculará la magnitud de capacidad de generación necesaria para asegurar el abastecimiento oportuno del suministro de energía eléctrica al SEIN (“Generación Adicional”), para lo cual requerirá a las empresas del sector en las que el Estado tenga participación mayoritaria, para que efectúen las contrataciones y adquisiciones necesarias de obras, bienes y servicios.

Además, el Artículo 5° del DU-037-2008 dispone que los costos totales, incluyendo los costos financieros, en que incurra el Generador estatal por la Generación Adicional, serán cubiertos mediante un cargo que se incluirá en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión.

Dicho artículo también dispone que, para determinar este cargo adicional, se deben distribuir los costos señalados entre la suma ponderada de la energía por un factor de asignación, el cual será de 1,0 para los Usuarios Regulados, 2,0 para los Usuarios Libres que no son Grandes Usuarios y 4,0 para los Grandes Usuarios.

Además, establece que OSINERGMIN definirá el procedimiento de aplicación y, de ser necesario, podrá incluir estos nuevos cargos en la regulación de tarifas vigente.

Con fecha 09 de enero de 2009, mediante Resolución OSINERGMIN N° 002-2009-OS/CD, se aprobó el Procedimiento "Compensación por Generación Adicional".

El mencionado procedimiento fue aplicado como parte del Proceso de Fijación de Precios en Barra para el Periodo mayo 2009 – abril 2010, y conforme se detalla en el Informe N° 0151-2009-GART, a través de los siguientes cargos que se incluyeron en la Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD:

Cuadro N° 5

Cargo Unitario por Generación Adicional (S/. /kW-mes)	Regulados	Libres no Grandes Usuarios	Grandes Usuarios
	0,82	3,12	5,45

Posteriormente, mediante Resolución OSINERGMIN N° 123-2009-OS/CD se aprobaron los factores FA correspondientes al periodo agosto 2009 – octubre 2009, según lo siguiente:

Cuadro N° 6

Factor FA del Cargo Unitario por Generación Adicional (ago 09 – oct 09)	Regulados	Libres no Grandes Usuarios	Grandes Usuarios
	0,7195	0,5994	0,8202

2.1. Revisión de los Costos a Compensar

Mediante Oficio G-043-2009, Electroperú S.A. remitió el sustento de los gastos incurridos en atención al DU-037-2008 hasta el 31 de diciembre del año 2008, relacionados con el planeamiento y la organización de la adquisición o alquiler de las unidades de emergencia. Al respecto, se emitió la Resolución OSINERGMIN N° 018-2009-OS/CD, que dispuso la inclusión de un factor aplicable al Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión con la finalidad de recuperar los costos incurridos hasta al 31 de diciembre de 2008 entre febrero y abril del año 2009.

A la fecha de expedición de la Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD Electroperú S.A. remitió la siguiente documentación sustentatoria de costos vinculados con el DU-037-2008:

- Oficio G-043-2009, Electroperú S.A. remitió el sustento de los gastos incurridos en atención al DU-037-2008 hasta el 31 de diciembre del año 2008, relacionados con el planeamiento y la organización de la adquisición o alquiler de las unidades de emergencia

- Oficio G-120-2009, en el cual remite copia del contrato suscrito con Edegel S.A.A. para la prestación del servicio de seguridad de suministro mediante la conversión de las unidades UTI 5 y 6 (94 MW) de la C.T. Santa Rosa a un sistema dual de combustible.
- Oficio G-142-2009, en el cual remite copia del contrato suscrito con APR Energy LLC para la prestación del servicio de seguridad de suministro mediante la disponibilidad de 60 MW conectados en la subestación Trujillo.
- Oficio G-185-2009, en el cual remite copia de los gastos incurridos para la suscripción del contrato con Edegel S.A.A. para la prestación del servicio de seguridad de suministro mediante la conversión de las unidades UTI 5 y 6 (94 MW) de la C.T. Santa Rosa a un sistema dual de combustible. Costos correspondientes al mes de enero de 2009.
- Oficio G-240-2009, en el cual remite copia de los gastos incurridos en el mes de febrero de 2009 por asesoría para elaborar documentación técnica para la contratación de la generación adicional.
- Oficio G-281-2009, en el cual remite copia del contrato suscrito con Red de Energía del Perú S.A. (REP) para la adecuación de Instalaciones en la S.E. Trujillo Norte para la habilitación de Celda de 138 kV para la Conexión de la Central Térmica de Emergencia de Trujillo al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional y sus respectivos anexos.²

Posteriormente, y para la Resolución OSINERGMIN N° 123-2009-OS/CD, Electroperú S.A. remitió la siguiente información adicional:

- Oficio G-344-2009, en el cual remite copia de los gastos incurridos en el mes de marzo de 2009 por la puesta en marcha y operación de la capacidad de generación adicional.
- Oficio G-413-2009, en el cual remite copia de los gastos incurridos en el mes de abril de 2009 por la puesta en marcha y operación de la capacidad de generación adicional.
- Oficio G-477-2009, en el cual remite copia de los gastos incurridos en el mes de mayo de 2009 por la puesta en marcha y operación de la capacidad de generación adicional.
- Oficio G-504-2009, en el cual remite copia del contrato suscrito con PETROPERU S.A. para el suministro y transporte de combustible para la Central Térmica de Emergencia de Trujillo y copia del contrato

² Este contrato es por un total de US\$ 150 023,03, incluidos todos los impuestos de ley. Al respecto, la Cláusula Cuarta establece la forma de pago del contrato, disponiéndose que éste se efectuará luego de realizados ciertos trámites que no cuentan con una fecha de inicio establecida, a la vez que se permite que se efectúe un pago adelantado de hasta el 30% al momento de presentadas las garantías correspondientes por parte de REP. En este sentido, el flujo de pagos que origina este contrato no permite establecer fechas precisas, por lo cual se considera más conveniente incluirlos conforme se vayan informando los pagos.

suscrito con SGS del Perú S.A.C. para el servicio de supervisión de suministro y control del uso de combustible en la Central Térmica de Emergencia de Trujillo³.

- Oficios G-552-2009 y G-582-2009, en los cuales remite copia de los gastos incurridos en el mes de junio de 2009 por la puesta en marcha y operación de la capacidad de generación adicional.

Posteriormente, y a la fecha, Electroperú S.A. ha remitido la siguiente información complementaria:

- Oficio G-630-2009, en el cual remite copia de los gastos incurridos en el mes de julio de 2009 por la operación de la capacidad de generación adicional.
- Oficio G-695-2009, en el cual remite copia de los gastos incurridos en el mes de agosto de 2009 por operación de la capacidad de generación adicional.
- Oficio G-798-2009, en el cual remite copia de los gastos incurridos en el mes de setiembre de 2009 por operación de la capacidad de generación adicional.

Complementariamente, mediante Carta COES/D-1664-2009, el COES-SINAC remitió su informe técnico "Compensación por Generación Adicional" de conformidad con el Artículo 6° del Procedimiento "Compensación por Generación Adicional", determinando los Costos Netos Incurridos asociados a la operación de la Generación Adicional que corresponden incorporarse como parte de los Costos Totales incurridos que deben ser compensados. Los mencionados Costos Netos Incurridos se determinan conforme a la siguiente fórmula:

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

Donde:

- i = Unidad correspondiente a la Generación Adicional.
- q = Cada periodo de 15 minutos de la operación de la unidad i.
- Q = Número total de periodos q en que operó la unidad i de la Generación Adicional.

³ El contrato de suministro de combustible no se incluye como parte de los costos, toda vez que los gastos en combustible se traducirán en costos de producción de electricidad, los cuales se remuneran vía los costos marginales de corto plazo que sancione el COES-SINAC. Por ello, sólo se considera a compensar la parte de los costos de producción de electricidad no cubierta por los costos marginales.

En cuanto al contrato de supervisión de suministro, éste señala en su Clausula Cuarta que el pago mensual corresponde a una parte fija y otra variable, dependiendo esta última de los trabajos que se efectúen; por esta razón, para el año tarifario evaluado se considera conveniente incluir los costos variables conforme se vayan informando los pagos.

E = Energía inyectada por la unidad i de la Generación Adicional en el periodo q.

CV = Costo variable de la unidad i de la Generación Adicional determinado de acuerdo al numeral 9.1.1 del Procedimiento Técnico N° 33 del COES, para el periodo q, donde el Costo Variable No Combustible será el sustentado por el Generador estatal.

CMg = Costo marginal de Corto Plazo en la barra de la unidad i de la Generación Adicional para el periodo q.

INTM = Ingresos netos totales mensuales de la Generación Adicional compuesto por: Ingreso Garantizado por Potencia Firme (IGPF), Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema (IAPG), ingresos por mínima carga, regulación de tensión, regulación primaria y secundaria de frecuencia y otros debidamente reconocidos por el COES según sus Procedimientos Técnicos.

Los ingresos por "Compensación por Seguridad de Suministro", a que se refiere la Resolución OSINERGMIN N° 651-2008-OS/CD, que pudieran recibir unidades duales debidamente calificadas como tal y que formen parte de la Generación Adicional, también forma parte del INTM.

Los valores informados por el COES-SINAC a la fecha se muestran en el cuadro siguiente:

Cuadro N° 7

Carta COES	Fecha de Pago	Concepto	S/. (sin IGV)
COES/D-1664-2009	Jun-09	Costos Netos Incurridos Mayo 2009	0
	Jul-09	Costos Netos Incurridos Junio 2009	26 727,54
	Ago-09	Costos Netos Incurridos Julio 2009	652 498,31
	Sep-09	Costos Netos Incurridos Agosto 2009	2 799 542,24
	Oct-09	Costos Netos Incurridos Setiembre 2009	8 230 864,20

De este modo, de la información remitida por Electroperú S.A. corresponde descontar las compras de combustible y cualquier otro concepto cuyo costo se recoja como parte del Costo Variable de la Generación Adicional.

Por tanto, sólo se toma en cuenta los gastos asociados a los Costos de Contrataciones y Adquisiciones de Obras, Bienes y Servicios Necesarios para la Puesta en Servicio, sustentados por Electroperú S.A. a la fecha en que se elabora el presente informe, los cuales se resumen en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 8

Carta Electroperu S.A.	Fecha de Pago	Concepto	Pagos Registrados S/. (sin IGV)
G-043-2009	Oct-08	Servicios de Terceros	39 422,15
G-043-2009	Oct-08	Otros Gastos Diversos de Gestión	1 726,10
G-043-2009	Nov-08	Servicios de Terceros	36 694,20
G-043-2009	Nov-08	Otros Gastos Diversos de Gestión	11 881,96
G-043-2009	Nov-08	Tributos	31,00
G-043-2009	Dic-08	Servicios de Terceros	27 650,25
G-043-2009	Dic-08	Otros Gastos Diversos de Gestión	540,55
G-185-2009	Ene-09	Contratación Edegel Capacidad Adicional	6 041,08
G-240-2009	Feb-09	Servicios de Terceros	9 000,00
G-240-2009	Feb-09	Otros Gastos Diversos de Gestión	1 749,00
G-344-2009	Mar-09	Gastos Incurridos en marzo 2009	10 777,02
G-413-2009	Abr-09	Gastos Incurridos en abril 2009	9 406,25
G-477-2009	May-09	Gastos Incurridos en mayo 2009	54 849,84
G-552-2009 G-582-2009	Jun-09	Gastos Incurridos en junio 2009	279 071,12
G-630-2009*	Jul-09	Gastos Incurridos en julio 2009	135 100,37
G-695-2009*	Ago-09	Gastos Incurridos en agosto 2009	2 345 788,50
G-798-2009*	Sep-09	Gastos Incurridos en setiembre 2009	9 724 754,55

* Se descontó gastos en combustibles y pagos por costo variable correspondiente al contrato con APR Energy

Complementariamente, y en cumplimiento del DU-037-2008, corresponde reconocer los costos financieros en que incurre la empresa por los gastos realizados, lo que implica en este caso el Impuesto a la Transacciones Financieras (ITF⁴) y la pérdida de financiera en que incurre Electroperú S.A., correspondiendo el segundo concepto ser aplicado sobre la suma del gasto efectuado y el ITF vinculado a dicho gasto. El costo de oportunidad del capital considerado para determinar los costos financieros no corresponde al informado por Electroperú S.A. (tasa de interés de Mi Banco), sino a su costo de oportunidad promedio ponderado, obtenido a razón entre los ingresos financieros y el valor del saldo en caja y bancos negociables que figuran en sus Balances Generales y Estados de Ganancias y Pérdidas trimestrales, conforme a la análisis efectuado por la Oficina de Estudios Económicos de OSINERGMIN⁵.

Para determinar el costo de oportunidad no percibido se considera que todos los pagos se efectúan el último día del mes, razón por la cual en dicho mes sólo se deja de percibir ingresos financieros de un día en dicho mes.

Asimismo en el siguiente cuadro, se puede apreciar los cobros percibidos por Electroperú S.A. por transferencias del COES-SINAC por aplicación del Cargo Unitario por Generación Adicional.

⁴ 0,07% para el año 2008, 0,06% para el año 2009 y 0,05% para el año 2010.

⁵ Ver Informe Técnico N° 019-2009-OS/OEE, anexo del informe N° 0315-2009-GART, que sustentó la Resolución OSINERGMIN N° 123-2009-OS/CD.

Cuadro N° 9

Carta	Fecha de Cobro	Concepto	Cobros Mensuales S/. (sin IGV)
G-344-2009	Mar-09	Recaudación por Res OSINERGMIN N° 018-2009-OS/CD - Transferencia COES Feb-09	41 921,53
G-344-2009	Abr-09	Recaudación por Res OSINERGMIN N° 018-2009-OS/CD - Transferencia COES Mar-09	44 736,64
G-413-2009	May-09	Recaudación por Res OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD - Tansferencia COES Abr-09	44 648,23
G-552-2009	Jun-09	Recaudación por Res OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD - Tansferencia COES May-09	8 396 065,28
G-552-2009	Jul-09	Recaudación por Res OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD - Tansferencia COES Jun-09	8 053 173,58
G-630-2009	Ago-09	Recaudación por Res OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD - Tansferencia COES Jul-09	7 838 651,38
G-695-2009	Sep-09	Recaudación por Res OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD - Tansferencia COES Ago-09	6 123 814,07
G-798-2009	Oct-09	Recaudación por Res OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD - Tansferencia COES Set-09	6 076 382,65
	Nov-09(*)	Recaudación por Res OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD - Tansferencia COES Oct-09	5 458 375,98

(*) Valor Estimado

De otro lado, dado que se requiere determinar el factor de ajuste a aplicar a partir de noviembre de 2009 sobre el cargo publicado en la Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD, toda actualización monetaria se efectúa al 31 de octubre de 2009.

Los gastos incurridos a la fecha conforme al Artículo 4° del Procedimiento "Compensación por Generación Adicional", debidamente actualizados, corresponden a S/. 24 521 680. De igual modo los ingresos por concepto del Cargo Unitario por Generación Adicional al 31 de octubre de 2009, ascienden a S/. 42 422 756.

Asimismo, para el plazo restante de vigencia de la Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD se ha estimado gastos por el valor de S/. 49 962 902 e ingresos por el valor de S/. 639 364.

De lo anterior resulta que el monto a compensar ajustado a la fecha para el Año Tarifario mayo 2009 – abril 2010 es de S/. 31 422 463.

2.2. Determinación de los Factores de Ajuste de Cargos Unitarios por Generación Adicional

De conformidad con lo dispuesto en el DU-037-2008 se procedió a distribuir la compensación entre los tres grupos de usuarios: regulados, libres que no son Grandes Usuarios y Grandes Usuarios.

Cuadro N° 10

Tipo de Usuario	Factores de Reparto	Compensación Asignada S/.
Regulados	0,2942	9 243 696
Libres no Grandes Usuarios	0,2275	7 148 915
Grandes Usuarios	0,4783	15 029 852
Total	1,0000	31 422 463

Una vez distribuida la compensación, corresponde determinar los cargos unitarios sobre la base de la demanda coincidente con la máxima demanda del SEIN de cada tipo de usuario.

El cuadro siguiente muestra los cargos unitarios aplicables al Año Tarifario mayo 2009 – abril 2010, a partir del mes de noviembre de 2009. De este modo, de acuerdo con el numeral 8.1 del Procedimiento "Compensación por Generación Adicional", corresponde que el reajuste de costos estimados se distribuya entre los meses restantes del Año Tarifario (6 meses):

Cuadro N° 11

Tipo de Usuario	Regulado	Libre no Gran Usuario	Gran Usuario
A Compensar (S/.) (May 09 - Abr 10)	31 422 463		
Asignado por tipo de usuario (S/.)	9 243 696	7 148 915	15 029 852
Máxima Demanda Ventas 2009 (MW)	2 675	648	572
Periodo de Recuperación (meses)	6		
Cargo Unitario por Generación Adicional que debe adicionarse al PCSPT (S/. /kW-mes)	0,58	1,84	4,38

Finalmente dividiendo los cargos unitarios del Cuadro N° 11 entre los del Cuadro N° 5, se obtiene los factores de actualización FA a que se refiere la Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD.

Cuadro N° 12

Tipo de Usuario	Regulado	Libre no Gran Usuario	Gran Usuario
Cargos Iniciales (S/./kW-mes)	0,82	3,12	5,45
Cargo Ajustados (S/./kW-mes)	0,58	1,84	4,38
FA	0,7073	0,5897	0,8037

3. Compensación por Costos Variables Adicionales

El Decreto de Urgencia N° 049-2008 (en adelante "DU-049"), publicado el 18 de diciembre de 2008, dispone que se determinen los costos marginales de corto plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) sin considerar las restricciones de producción o transporte de gas natural ni de transmisión de electricidad, no pudiendo estos costos ser superiores a un valor límite establecido por el Ministerio de Energía y Minas mediante Resolución Ministerial. En este caso, las centrales que operen con costos variables superiores a estos costos marginales, serán compensadas por la diferencia entre sus costos variables y los costos marginales (excluyéndose la generación adicional a que se refiere el Decreto de Urgencia N° 037-2008, la cual tiene un tratamiento diferenciado en cuanto a su asignación por tipo de usuario).

Complementariamente, el DU-049 establece que los retiros sin contratos de potencia y energía del SEIN que realizan las empresas distribuidoras de electricidad para atender a sus usuarios regulados, serán asignados a las empresas generadoras en función de la diferencia de sus energías firmes eficiente anual y sus ventas de energía por contratos, siendo estos retiros valorizados a Precios en Barra. En este caso, se compensará a las empresas generadoras asignadas a cubrir dichos retiros, de acuerdo con los costos variables adicionales con respecto a los Precios de Energía en Barra en que incurran las centrales para atender dichos retiros.

Finalmente, ambas compensaciones deben incluirse como parte del Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión. Por esta razón, mediante Resoluciones OSINERGMIN N° 001-2009-OS/CD y OSINERGMIN N° 019-2009-OS/CD se aprobó la Norma "Procedimientos para Compensación de los Costos Variables Adicionales y de los Retiros sin Contrato", la cual establece la metodología para determinar las correspondientes compensaciones.

El mencionado procedimiento fue aplicado como parte del Proceso de Fijación de Precios en Barra para el Periodo mayo 2009 – abril 2010, y conforme se detalla en el Informe N° 0151-2009-GART, se determinaron los siguientes cargos que se incluyeron en la Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD:

Cuadro N° 13

(S/. /kW-mes)	Cargo Unitario por CVOA-CMg	Cargo Unitario por CVOA-RSC
	3,35	3,87

Posteriormente, mediante Resolución OSINERGMIN N° 123-2009-OS/CD se aprobaron los factores FA correspondientes al periodo agosto 2009 – octubre 2009, según lo siguiente:

Cuadro N° 14

Factor FA (ago 09 – oct 09)	Cargo Unitario por CVOA-CMg	Cargo Unitario por CVOA-RSC
	1,3910	0,0000

3.1. Modificaciones a la propuesta del COES-SINAC

El COES-SINAC, mediante el oficio COES/D-1662-2009, presentó el reajuste de la estimación de costos variables adicionales correspondiente al periodo octubre 2009 – abril 2010, de conformidad con la Tercera Disposición Complementaria de la Norma "Procedimientos para Compensación de los Costos Variables Adicionales y de los Retiros sin Contrato".

Al respecto, se modificó la propuesta de compensación presentada por el COES-SINAC en los siguientes aspectos:

1. Se corrigió la fecha de ingreso de las centrales térmicas Mollendo y Calana en el modelo SDDP. En el informe se indicaba que ingresarían en noviembre 2009 y en el modelo ya se había considerado como en operación a la fecha.
2. Se agregó la línea Ica – Independencia 220 kV. En el informe se indicaba que ingresaría en setiembre 2010, pero en el modelo no se había considerado.
3. Se modificó el precio en barra de potencia y energía publicado en mayo 2009 por el actualizado a octubre 2009.

4. Se modificó en el caso “sin restricción”, la representación de la red de transmisión eléctrica sin congestión. El COES consideró en su propuesta el sistema de transmisión actual y el plan de obras de transmisión con sus capacidades reales a la fecha (bajo este esquema se presentan congestión en algunas líneas). Para levantar la congestión se amplió la capacidad de las líneas actuales y del plan de transmisión manteniéndose la fecha de ingreso de las mismas.

3.2. Revisión del Cargo Unitario por Costos Variables Adicionales respecto del Costo Marginal (CVOA-CMg)

Para la determinación de los CVOA-CMg para el Año Tarifario mayo 2009 – abril 2010 se han seguido los pasos establecidos en la Norma “Procedimiento para Compensación de los Costos Variables Adicionales y de los Retiros sin Contrato”, a saber:

- a) Simulación de 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.
- 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.
- 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 a) 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.
- f) Para efectos de la primera aplicación de la Norma, se incluyen los saldos generados a diciembre de 2008 por aplicación de la Quinta Disposición Transitoria del Decreto Legislativo N° 1041.

De la diferencia de los dos escenarios evaluados, se determinaron los siguientes montos estimados (con excepción de los meses de enero a setiembre 2009 que corresponden a montos ejecutados), los cuales totalizan S/. 150 684 258⁶ entre octubre de 2009 y abril de 2010.

⁶ Tipo de cambio al 30 de setiembre de 2009: 2,885 S/./US\$ para proyecciones desde octubre 2009 a abril 2010.

Cuadro N° 15

meses	CVOA-CMg S/.
Oct-09	17 031 253
Nov-09	16 878 183
Dic-09	24 042 744
Ene-10	29 846 010
Feb-10	25 865 960
Mar-10	14 025 487
Abr-10	22 994 621

Adicionalmente, de acuerdo con la Segunda Disposición Transitoria de la Norma "Procedimiento para Compensación de los Costos Variables Adicionales y de los Retiros sin Contrato", en este primer Año Tarifario, corresponde incluir los saldos correspondientes al año 2008 generados por aplicación de la norma "Procedimiento para Trasladar a los Usuarios de Electricidad los Costos Adicionales por Congestión en el Ducto de Camisea".

Igualmente, de acuerdo la Norma "Procedimiento para Compensación de los Costos Variables Adicionales y de los Retiros sin Contrato", corresponde incluir los resultados de las transferencias sancionadas por el COES-SINAC.

Al respecto, en el siguiente cuadro se presenta la información suministrada por el COES-SINAC⁷ correspondiente a los Costos Adicionales Incurridos por Asignación de los Costos Variables de Operación Adicional, lo efectivamente recaudado y el saldo acumulado hasta setiembre de 2009, que totaliza el monto de S/. 93 181 958.

Cuadro N° 16

MES	Nuevos Soles (S/.)		
	Costos Adicionales Incurridos	Monto Recaudado (MR)	Saldo
Ago-08	12 033 399	--	12 033 399
Sep-08	9 247 927	--	9 247 927
Oct-08	7 843 634	1 950 713	5 892 921
Nov-08	8 007 206	2 296 457	5 710 748
Dic-08	5 699 827	2 441 280	3 258 547
Ene-09	6 528 399	2 411 126	4 117 272
Feb-09	6 787 609	2 348 292	4 439 317
Mar-09	6 790 532	2 497 892	4 292 640
Abr-09	10 682 623	2 506 394	8 176 229
May-09	14 245 141	13 374 546	870 596

⁷ A partir del 15 de agosto de 2008, el COES comenzó a aplicar las atribuciones señaladas en el Artículo 4° del Decreto Legislativo N° 1041.

MES	Nuevos Soles (S/.)		
	Costos Adicionales Incurridos	Monto Recaudado (MR)	Saldo
Jun-09	10 311 004	13 058 627	-2 747 623
Jul-09	13 162 361	12 719 618	442 743
Ago-09	32 593 076	17 738 911	14 854 166
Sep-09	40 566 736	17 973 660	22 593 076

A partir de los montos acumulados y los estimados se obtiene que para los siguientes seis meses corresponde recuperar un monto igual a S/. 243 866 217 mediante la aplicación del Cargo Unitario por CVOA-CMg. Este dinero deber ser remunerado por el usuario, conforme a lo dispuesto en el Decreto de Urgencia N° 049-2008.

3.3. Revisión del Cargo Unitario por Costos Variables Adicionales respecto de los Retiros Sin Contrato (CVOA-RSC)

De acuerdo con la Norma "Procedimiento para Compensación de los Costos Variables Adicionales y de los Retiros sin Contrato", se utiliza la información de la simulación del escenario con presencia de restricción que se señala en el literal a) de la sección del apartado 3.2 del presente informe, y se efectúa lo siguiente:

- Por cada generador se realiza una proyección de los retiros sin contrato por etapas y bloques horarios considerados en la referida simulación.
- Por cada generador se ordenan 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. En el caso de las centrales hidroeléctricas se considera un costo igual a cero.

En caso la energía despachada sea insuficiente para cubrir la energía de la demanda de los retiros sin contrato que le hayan sido asignados, se incluye 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.

- 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 fue

considerado en el cálculo señalado en el apartado 3.2 del presente informe.

- d) Los CVOA-RSC Estimados se obtendrán como la suma de los valores obtenidos en el paso previo por cada mes y cada generador.
- e) Al valor obtenido se le adicionan los saldos que se hubieran acumulado en los meses anteriores por la diferencia entre los CVOA-RSC Estimados y los CVOA-RSC Incurridos calculados día a día por el COES-SINAC.

Como resultado se obtuvieron los montos estimados para los CVOA-RSC, desde octubre 2009 hasta abril 2010, que figuran en la siguiente tabla y que totalizan S/. -21 029 900.

Cuadro N° 17

meses	CVOA-RSC S/.
Oct-09	2 860 605
Nov-09	2 705 039
Dic-09	-2 440 351
Ene-10	-5 991 988
Feb-10	-4 181 605
Mar-10	-7 528 806
Abr-10	-6 452 795

En el siguiente cuadro se presenta la información suministrada por el COES-SINAC correspondiente a los Costos Adicionales Incurridos por Asignación de los Retiros sin Contrato, en aplicación del ítem 10.1 del Procedimiento para Compensación de los Costos Variables Adicionales y Retiros sin Contrato, para los meses enero a setiembre 2009, que totalizan S/. -27 911 151.

Cuadro N° 18

MES	Nuevos Soles (S/.)		
	CAI	Monto Recaudado (MR)	Saldo
Ene-09	-904 871	--	-904 871
Feb-09	5 904 851	--	5 904 851
Mar-09	-2 860 407	--	-2 860 407
Abr-09	-4 373 877	--	-4 373 877
May-09	-1 653 852	15 450 396	-17 104 247
Jun-09	15 759 388	15 085 638	673 749
Jul-09	3 824 628	14 694 007	-10 869 379

MES	Nuevos Soles (S/.)		
	CAI	Monto Recaudado (MR)	Saldo
Ago-09	389 507	-151 965	541 473
Sep-09	960 184	-121 374	1 081 558

A partir de los montos acumulados y los estimados se obtiene que para los siguientes seis meses correspondería recuperar un monto igual a S/. - 48 941 051 mediante la aplicación del Cargo Unitario por CVOA-RSC. Al respecto, al ser dicho monto negativo corresponde su devolución al usuario.

De lo anterior, y con la finalidad de evitar que se presente un saldo acumulado por CVOA-RSC cuyo valor pueda distorsionar la determinación de las tarifas aplicables en el siguiente Año Tarifario (mayo 2010 – abril 2011), cualquier recaudación en exceso por CVOA-RSC debe ser destinada a cubrir las diferencias que pudiera producirse por CVOA-CMg, y viceversa.

En ese sentido, dado el volumen ya acumulado y proyectado por CVOA-RSC que totalizan S/. -48 941 051 y considerando, por otro lado, el volumen acumulado y proyectado por CVOA-CMg es de S/. 243 866 217, es recomendable se disponga la transferencia inmediata de lo acumulado por CVOA-RSC a favor de la deuda por CVOA-CMg, así como tomar en cuenta la transferencia de los futuros excesos de recaudación que por CVOA-RSC se produzcan hasta el mes de abril de 2010; ello con la finalidad de no afectar los intereses de los usuarios, ni de los generadores eléctricos. Es decir, para la determinación de los cargos unitarios se tendrá en cuenta esta transferencia.

3.4. Determinación de los Factores de Ajuste de Cargos Unitarios por CVOA-CMg y CVOA-RSC

Una vez determinados los componentes de la compensación estimada por CVOA-CMg y CVO-RSC, así como la transferencia a que se refiere el numeral 3.3 precedente, se procede a determinar el cargo unitario considerando la máxima demanda anual proyectada a ser entregada a los clientes en el año 2009, distribuyendo el monto a pagar en seis partes, conforme se muestra en los cuadros siguientes, y de acuerdo con la Tercera Disposición Complementaria de la Norma "Procedimiento para Compensación de los Costos Variables Adicionales y de los Retiros sin Contrato".

Cuadro N° 19

CVOA-CMg Estimado (Oct 09 - Abr 10)	S/.	150 684 258
Saldo por Compensación (Ago 08 – Set 09)	S/.	93 181 958
Transferencia por CVOA-RSC a CVOA-CMg (Ene 09 – Abr 09)	S/.	-48 941 051
Máxima Demanda Clientes	MW	4 027
Periodo de Recuperación	meses	6
Cargo Unitario CVOA-CMg	S/./kW-mes	8,07

Cuadro N° 20

CVOA-RSC Estimado (Oct 09 – Abr 10)	S/.	-21 029 900
Saldo Acumulado (Ene 09 – Set 09)	S/.	-27 911 151
Transferencia por CVOA-RSC a CVOA-CMg (Ene 09 – Abr 09)	S/.	+48 941 051
Máxima Demanda Ventas 2009	MW	4 026
Periodo de Recuperación	meses	6
Cargo Unitario CVOA-RSC ⁸	S/./kW-mes	0,00

Finalmente, dividiendo los cargos unitarios determinados entre los del Cuadro N° 13, se obtiene los factores de actualización FA a que se refiere la Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD.

Cuadro N° 21

Concepto	Cargo Unitario por CVOA-CMg	Cargo Unitario por CVOA-RSC
Resolución 053-2009-OS/CD (S/./kW-mes)	3,35	3,87
Reajustado (S/./kW-mes)	8,07	0,00
Factor de actualización FA	2,4090	0,0000

⁸ Al respecto, dado que no es posible establecer un cargo negativo, corresponde que el Cargo Unitario CVOA-RSC aplicable sea igual a 0,00 S/./kW-mes.

4. Recomendaciones

1. Conforme a lo sustentado en el presente informe, se recomienda aprobar los siguientes factores de actualización, para su aplicación a partir del mes de noviembre de 2009.

- i. Cargo Unitario por Generación Adicional

a. Usuario Regulado	:	0,7073
b. Libre No Gran Usuário	:	0,5897
c. Gran Usuario	:	0,8037
ii. Cargo Unitario por CVOA-CMg	:	2,4090
iii. Cargo Unitario por CVOA-RSC	:	0,0000

2. Disponer que se transfiera los excesos de recaudación por CVOA-RSC hasta setiembre de 2009 a favor de los generadores acreedores por CVOA-CMg.