



ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

**ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y
MINERÍA**

Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD

**“Resolución que fija los Precios en Barra
aplicables al período comprendido entre el 01
de mayo de 2009 y el 30 de abril de 2010”**

Lima, abril de 2009

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD**

Lima, 14 de abril de 2009

VISTOS:

Los informes del Subcomité de Generadores y del Subcomité de Transmisores del Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante "SUBCOMITÉS"); los Informes Técnicos de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería N° 0151-2009-GART y N° 0139-2009-GART, y el Informe emitido por la Asesoría Legal N° 0140-2009-GART.

CONSIDERANDO:

Que, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "OSINERGMIN"), de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 3° de la Ley N° 27332¹, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en los Artículos 27° y 52°, literales p) y u), de su Reglamento General², aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y en el Artículo 22°, literal h), del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas³, aprobado por Decreto

¹ **Artículo 3° de la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos .- Funciones.-**

3.1 Dentro de sus respectivos ámbitos de competencia, los Organismos Reguladores ejercen las siguientes funciones:

...

b) Función reguladora: comprende la facultad de fijar las tarifas de los servicios bajo su ámbito;

...

² **Artículo 27° del Reglamento General de OSINERGMIN aprobado por D.S. 054-2001-PCM.- Órgano Competente para ejercer la Función Reguladora.-**

La función reguladora es de competencia exclusiva del Consejo Directivo de OSINERG y se ejerce a través de Resoluciones.

Artículo 52° del Reglamento General de OSINERGMIN aprobado por D.S. 054-2001-PCM.- Funciones del Consejo Directivo.-

Son funciones del Consejo Directivo:

...

p) Fijar, revisar y modificar las tarifas de venta de energía eléctrica, con estricta sujeción a los procedimientos establecidos por la Ley de Concesiones Eléctricas. Asimismo, fijar, revisar y modificar las tarifas y compensaciones que deberán pagarse por el uso de los sistemas de transmisión y sistemas de distribución de energía eléctrica, de acuerdo a los criterios establecidos en las normas aplicables del subsector electricidad.

...

u) Fijar el Precio Básico de la Potencia de Punta a que se refiere el inciso f) del Artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas, según el procedimiento definido en el Artículo 126° de su reglamento.

...

³ **Artículo 22° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por D.S. 009-93-EM.-** Adicionalmente a las funciones señaladas en el Artículo 15 de la Ley, el Consejo Directivo deberá:

...

h) Emitir las directivas complementarias para la aplicación tarifaria;

...

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD**

Supremo N° 009-93-EM, tiene el encargo de regular los Precios en Barra para los suministros a que se refiere el Artículo 43°, inciso d) de la Ley de Concesiones Eléctricas⁴ (en adelante “LCE”);

Que, mediante la Resolución OSINERGMIN N° 775-2007-OS/CD, se aprobó el “Texto Único Ordenado y Concordado de la Norma Procedimiento para Fijación de Precios Regulados”, la cual incorpora como Anexo A el “Procedimiento para Fijación de Tarifas en Barra”, el mismo que contiene los plazos para las diferentes etapas que deben llevarse a cabo tales como, la publicación de los estudios de los SUBCOMITÉS, las audiencias públicas previstas, la presentación de observaciones y su correspondiente absolución, entre otras;

Que, el Procedimiento para Fijación de Precios en Barra (Anexo A), conforme se señala en el Informe N° 0151-2009-GART, se ha iniciado el 14 de noviembre de 2008 con la presentación de los Estudios Técnico Económicos correspondientes por parte de los SUBCOMITÉS. OSINERGMIN, en cumplimiento de dicho procedimiento convocó la realización de una Audiencia Pública para que los SUBCOMITÉS expusieran el contenido y sustento de sus Estudios Técnico Económicos, la misma que se realizó el 28 de noviembre de 2008;

Que, seguidamente, OSINERGMIN presentó sus observaciones a los referidos estudios, incluyendo aquellas otras observaciones que se presentaron como consecuencia de la Audiencia Pública. Al respecto, la LCE dispone, en su Artículo 52°⁵ que, absueltas las observaciones, o vencido el plazo sin que ello se realice, OSINERGMIN procederá a fijar y publicar los Precios en Barra y sus fórmulas de reajuste mensual;

Que, con fecha 08 de marzo de 2009 y, mediante Resolución OSINERGMIN N° 039-2009-OS/CD, se dispuso la publicación del proyecto de resolución que fija los Precios en Barra para el periodo mayo 2009 – abril 2010, y la relación de la información que la sustenta;

Que, posteriormente OSINERGMIN convocó la realización de una segunda Audiencia Pública que se realizó, en forma descentralizada, en Lima, Piura y Cusco, el 16 de marzo de 2009, en la cual la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERGMIN expuso los criterios, metodología y modelos económicos utilizados en el análisis de los Estudios Técnico-Económico de los SUBCOMITÉS para la fijación de tarifas, así como el contenido de las observaciones formuladas a dichos estudios;

⁴ **Artículo 43° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas** .– Estarán sujetos a regulación de precios:

...

- d) Las ventas de energía de Generadores a concesionarios de distribución destinadas al Servicio Público de Electricidad; excepto, cuando se hayan efectuado Licitaciones destinadas a atender dicho Servicio, conforme a la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica; y,

...

⁵ **Artículo 52° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas** .– OSINERG efectuará sus observaciones, debidamente fundamentadas, a las propuestas de los Precios en Barra. Los responsables deberán absolver las observaciones y/o presentar un nuevo estudio, de ser necesario.

Absueltas las observaciones o vencido el término sin que ello se produjera, OSINERG procederá a fijar y publicar las tarifas y sus fórmulas de reajuste mensuales, antes del 30 de abril de cada año.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD**

Que, el 23 de marzo de 2009 fue la fecha de cierre para que los interesados en la regulación tarifaria presentaran sus opiniones y sugerencias sobre el proyecto de resolución que fija los Precios en Barra. Al respecto, se recibieron las opiniones y sugerencias de las empresas Enersur S.A., Edegel S.A.A., SN Power, Antamina S.A., Electro Oriente S.A., Transportadora de Gas del Perú y del Subcomité de Generadores del COES-SINAC; las cuales han sido publicadas en la página Web de OSINERGMIN y cuyo análisis se realiza en el Informe N° 0151-2009-GART, a excepción de los comentarios de Transportadora de Gas del Perú, cuyo análisis se encuentra en el Informe N° 0139-2009-GART;

Que, asimismo, conforme dispone la Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832⁶ y en concordancia con la Tercera Disposición Complementaria Transitoria de la misma Ley⁷, OSINERGMIN ha verificado que los Precios en Barra no difieran en más de diez por ciento (10%) del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones. Los resultados de dicha verificación se encuentran en el Informe N° 0139-2009-GART;

Que, conforme está establecido por el Artículo 107° de la LCE⁸, el Artículo 215° de su Reglamento⁹ y el Artículo 52°, literal t), del Reglamento General de OSINERGMIN¹⁰, el

⁶ **SEGUNDA DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA FINAL de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.-- Nueva referencia para la comparación del Precio en Barra**

El Precio en Barra que fija OSINERG, no podrá diferir, en más de diez por ciento (10%), del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones, vigentes al 31 de marzo de cada año, según se establece en el Reglamento.

⁷ **TERCERA DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA TRANSITORIA de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica. - Adecuación de la Referencia del Precio en Barra**

Mientras la energía adquirida mediante Licitaciones a que se refiere el Capítulo Segundo sea inferior al treinta por ciento (30%) de la demanda de energía de los Usuarios Regulados del SEIN, la comparación de las tarifas con los precios libres establecida en el artículo 53° de la Ley de Concesiones Eléctricas, se hará con la media ponderada de los precios obtenidos de las Licitaciones y los precios de los contratos con los Usuarios Libres.

OSINERG definirá el procedimiento para comparar el precio teórico, determinado según el artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas, con el nuevo referente producto de las Licitaciones.

⁸ **Artículo 107° de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por D.S. 009-93-EM.**— Los concesionarios y empresas dedicadas a la actividad de generación, con arreglo a las disposiciones de la presente Ley, que utilicen la energía y recursos naturales aprovechables de las fuentes hidráulicas y geotérmicas del país, están afectas al pago de una retribución única al Estado por dicho uso, comprendiendo inclusive los pagos establecidos por el Decreto Ley N° 17752 y sus disposiciones reglamentarias y complementarias.

Las tarifas por dicha retribución no podrán ser superiores al 1% del precio promedio de energía a nivel generación, calculado de acuerdo al procedimiento que señale el Reglamento de la presente Ley.

⁹ **Artículo 215° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por D.S. 009-93-EM.**— El precio promedio de la energía a nivel generación, a que se refiere el Artículo 107° de la Ley será establecido y publicado por la Comisión simultáneamente con las Tarifas en Barra.

Dicho valor será equivalente al Precio Básico de la Energía, calculado según el Artículo 125° del Reglamento, del bloque horario fuera de punta.

¹⁰ **Artículo 52° del Reglamento General de OSINERGMIN aprobado por D.S. 054-2001-PCM.— Funciones del Consejo Directivo.-**

Son funciones del Consejo Directivo:

...

t) Establecer el Costo de Racionamiento a que se refiere la definición 3 del Anexo de la Ley de

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD**

Organismo Regulador deberá fijar, simultáneamente con los Precios en Barra, el precio promedio de la energía a nivel generación; así como, el valor del Costo de Racionamiento, cuya propuesta ha sido presentada por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC en su Estudio Técnico Económico;

Que, igualmente, en cumplimiento de lo dispuesto en los Artículos 136° y 137° del Reglamento de la LCE¹¹, corresponde a OSINERGMIN fijar el Ingreso Tarifario

Concesiones Eléctricas.

11 ...
Artículo 136° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por D.S. 009-93-EM.– El Ingreso Tarifario Esperado Total del Sistema Principal de Transmisión requerido para cada fijación de las tarifas de transmisión, será propuesto por el COES a la Comisión, para los siguientes doce meses, siguiendo el procedimiento previsto en el Artículo precedente y empleando la misma información y supuestos utilizados para el cálculo de las Tarifas en Barra.

El Ingreso Tarifario Esperado será expresado en doce cuotas iguales, considerando la tasa definida en el Artículo 79° de la Ley. La Comisión fijará el Ingreso Tarifario Esperado y sus fórmulas de reajuste en la misma forma y oportunidad que el Peaje de Conexión.

El ingreso Tarifario Esperado de cada Transmisor Principal le será pagado mensualmente por los generadores en proporción directa de sus Ingresos por Potencia definidos en el Artículo 109° del Reglamento.

El saldo resultante de la Transferencia Total por Energía, como consecuencia de la aplicación del Artículo 107° del Reglamento, originado por el uso de la red de transmisión calificada como parte del Sistema Principal de Transmisión será asignada a los generadores en función de sus Ingresos por Potencia.

Los pagos a que se refieren los párrafos anteriores se harán efectivos dentro de los (7) días calendario siguientes a la notificación de la liquidación mensual practicada por el COES.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo.

Artículo 137° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por D.S. 009-93-EM.– El Peaje por Conexión será obtenido deduciendo del Costo Total de transmisión el Ingreso Tarifario Esperado Total para el Sistema Principal de Transmisión, determinado conforme a lo establecido en el artículo precedente.

El Peaje por Conexión Unitario, empleado para la determinación del Precio de Potencia de Punta en Barra señalado en el inciso h) del Artículo 47° de la Ley, será igual al cociente entre el Peaje de Conexión y la Máxima Demanda anual proyectada a ser entregada a los clientes.

El Peaje por Conexión será expresado en doce cuotas iguales, considerando la tasa definida en el Artículo 79° de la Ley. La Comisión fijará el Peaje de Conexión Unitario y el Peaje por Conexión, así como sus fórmulas de reajuste a que se refiere el Artículo 61° de la Ley.

El Peaje por Conexión de cada Transmisor Principal le será pagado mensualmente por los generadores en proporción a la recaudación por Peaje de Conexión, en la misma oportunidad en que abonen el Ingreso Tarifario Esperado.

El COES determinará mensualmente la recaudación Total por Peaje por Conexión, según el siguiente procedimiento:

- a) Se determinará la Máxima Demanda Coincidente entregada a los clientes atribuibles a cada generador, según lo dispuesto en el literal a)-II) del artículo 111° del Reglamento;
- b) Se reajusta el Peaje por Conexión Unitario según las fórmulas de reajuste que fije la Comisión;
- c) La recaudación por Peaje por Conexión para un generador, será igual al mayor de los siguientes valores:
 - I) La suma del producto de la Máxima Demanda Coincidente entregada a cada uno de sus clientes, por el Peaje por Conexión Unitario;
 - II) La recaudación real por Peaje por Conexión que será proporcionada por cada generador al COES con carácter de declaración jurada;

Esperado, el Peaje por Conexión y el Peaje por Conexión Unitario del Sistema Principal de Transmisión, así como sus correspondientes fórmulas de reajuste;

Que, conforme lo establece el Anexo N° 7 del “Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica Etecen-Etesur”, suscrito por el Estado Peruano con Red de Energía del Perú S.A., OSINERGMIN deberá establecer antes del 30 de abril de cada año, el valor actualizado de la Remuneración Anual (en adelante “RA”), para cada periodo anual comprendido entre el 01 de mayo y el 30 de abril del año siguiente. Como quiera que dicha RA influye en el cálculo del Peaje por Conexión, se requiere fijar su valor en la misma oportunidad en que se aprueben los presentes Precios en Barra;

Que, adicionalmente, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 29° de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica¹² (en adelante “Ley 28832”), OSINERGMIN deberá aplicar, para los usuarios regulados del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, un Mecanismo de Compensación a fin de que el Precio a Nivel Generación sea único, excepto por las pérdidas y la congestión de los sistemas de transmisión;

Que, mediante Resolución Ministerial N° 117-2009-MEM/DM, publicada el 28 de febrero de 2009, el Ministerio de Energía y Minas determinó el Monto Específico para el funcionamiento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados aplicable en el período comprendido entre el 01 de mayo de 2009 hasta el 30 de abril de 2010;

Que, por otro lado, de conformidad con lo establecido en el Artículo 30° de la Ley N° 28832 y por el Artículo 5° del Reglamento del Mecanismo de Compensación para

d) Los generadores que abastecen a un cliente en forma simultánea, deberán desagregar la recaudación por Peaje por Conexión de su cliente en proporción a su compromiso de potencia.

La recaudación total por Peaje por Conexión al sistema, es igual a la suma de las recaudaciones totales por Peaje por Conexión de todos los generadores.

El Saldo por Peaje por Conexión de cada generador, es igual a la diferencia entre la recaudación por Peaje por Conexión menos el Peaje por Conexión que le corresponde pagar según la metodología de los párrafos que anteceden.

Este saldo será compensado a los generadores según el procedimiento definido en el Artículo 111° del Reglamento.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo.

¹² **Artículo 29° de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.— La formación de los Precios a Nivel Generación para Usuarios Regulados**

29.1 Los Precios a Nivel Generación para Usuarios Regulados se calcularán como el promedio ponderado de los siguientes precios:

- a) Contratos sin Licitación. Por cada contrato, los precios serán igual al promedio de los Precios en Barra y los precios del contrato sin Licitación;
- b) Contratos resultantes de Licitaciones. Por cada contrato, los precios serán iguales a los Precios Firmes resultantes de la Licitación, considerando el régimen de incentivos definido en el artículo 10.

29.2 Para efectos de la determinación de los Precios a Nivel Generación, los precios usados en los incisos a) y b) del numeral anterior, no incluirán los cargos de transmisión que son asumidos por los Usuarios.

29.3 El Reglamento establecerá el mecanismo de compensación entre los Usuarios Regulados, a fin de que el Precio a Nivel Generación para los Usuarios Regulados en el SEIN sea único, excepto por las pérdidas y la congestión de los sistemas de transmisión.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD**

Sistemas Aislados¹³, aprobado mediante Decreto Supremo N° 069-2006-EM, OSINERGMIN deberá aplicar en cada regulación anual de los Precios en Barra dicho mecanismo de compensación, para lo cual se seguirá el procedimiento establecido en el mencionado artículo;

Que, adicionalmente, se ha considerado el criterio de separar las actualizaciones del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional con respecto a las de los sistemas aislados, a fin de evitar que las fluctuaciones de los factores de actualización de los segundos afecten innecesariamente las tarifas del primero, o viceversa;

Que, mediante Resolución OSINERG N° 077-2004-OS/CD, se aprobó la norma "Procedimientos de Cálculo de la Garantía por Red Principal (GRP) del Proyecto Camisea", cuyo Artículo 3° establece que, la aprobación del peaje de la GRP, formará parte de la aprobación de los Precios en Barra. En este sentido, se ha emitido el Informe N° 0139-2009-GART que determina el Peaje por GRP para el sexto año de Cálculo del proyecto Camisea, y que forma parte de la relación de información que sustenta los Precios en Barra;

Que, el Artículo 5° del Decreto Legislativo N° 1041 establece que el pago de las compensaciones necesarias que garanticen la recuperación del pago de transporte de gas que eficientemente hagan los Generadores que contraten Servicio Firme de transporte de gas natural con un concesionario amparado por la Ley N° 27133, será asignado en los costos de transmisión;

Que, conforme a la Resolución OSINERGMIN N° 651-2008-OS/CD, expedida para dar cumplimiento al Decreto Legislativo N° 1041, se aprobó la norma "Compensación Adicional por Seguridad de Suministro", cuyo Artículo 4° señala que el Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro (CUCSS) se establecerá en cada proceso de fijación de Precios en Barra;

¹³ **Artículo 5° del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados aprobado por D.S. N° 069-2006-MEM).**–

5.1. El Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados será aplicado por OSINERG en cada regulación anual de las Tarifas en Barra, de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) OSINERG fijará anualmente el Precio en Barra de Sistemas Aislados para cada Empresa Receptora;
- b) Para cada Empresa Receptora, se calcula el producto del Precio en Barra de Sistemas Aislados por la potencia y energía proyectadas medidas en barra para el siguiente período tarifario de cada uno de sus Sistemas Aislados;
- c) Para cada Empresa Receptora, se calcula el producto del Precio de Referencia del SEIN por la potencia y energía proyectadas medidas en barra para el siguiente período tarifario de cada uno de sus Sistemas Aislados;
- d) Para cada Empresa Receptora se calcula la diferencia entre el monto calculado en b) y el monto calculado en c);
- e) Con los montos obtenidos en d) y teniendo como límite el Monto Específico, se determinan los factores de distribución para calcular las Compensaciones Anuales a Asignar a cada una de las Empresas Receptoras, según la siguiente expresión:

Donde:

CA_i es la Compensación Anual para la empresa i.

D_i es el monto calculado según d) para la empresa i.

ME es el Monto Específico

- f) Los Precios en Barra Efectivos que aplicará cada Empresa Receptora a sus usuarios regulados, será determinado descontando de los Precios en Barra fijados según a), la Compensación Anual determinada según e).

5.2. La Compensación Anual será transferida mensualmente por las Empresas Aportantes a las Empresas Receptoras.

Que, tal como lo dispone la Resolución OSINERGMIN N° 002-2009-OS/CD, expedida para dar cumplimiento al Decreto de Urgencia N° 037-2008, se aprobó la norma "Compensación por Generación Adicional", cuyo numeral 3.3 del Artículo 3° señala que el Cargo Unitario por Generación Adicional se publicará en la resolución que establezca los Precios en Barra;

Que, mediante Resolución OSINERGMIN N° 001-2009-OS/CD, se aprobó la norma "Procedimientos para Compensación de los Costos Variables Adicionales de los Retiros sin Contrato", expedida en cumplimiento del Decreto de Urgencia N° 049-2008, la misma que comprende el Cargo Unitario por CVOA-CMg y el Cargo Unitario por CVOA-RSC, los cuales deben ser publicados en la resolución que establezca los Precios en Barra;

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 por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM; en la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica; en el Decreto Legislativo N° 1041; en el Decreto de Urgencia N° 037-2008; en el Decreto de Urgencia N° 049-2008; y, en lo dispuesto en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- Fíjese los siguientes Precios en Barra, y sus correspondientes Factores Nodales de Energía y Factores de Pérdidas de Potencia asociados, para los suministros que se efectúen desde las Subestaciones de Generación - Transporte que se señalan; así como, las correspondientes tarifas de transmisión según se indica:

1 TARIFAS DE GENERACIÓN

1.1 PRECIOS EN BARRA EN SUBESTACIONES DE REFERENCIA

Las Subestaciones de Referencia están constituidas por las Subestaciones Base y las Subestaciones de Centrales Generadoras.

A) PRECIOS EN BARRA EN SUBESTACIONES BASE

A continuación se detallan los precios por potencia de punta y por energía en barra que se aplicarán a los suministros atendidos desde las denominadas Subestaciones Base (S.E.B.), para los niveles de tensión que se indican:

Cuadro N° 1

Subestaciones Base	Tensión kV	PPM S/./kW-mes	PEMP ctm. S/./kW.h	PEMF ctm. S/./kW.h
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)				
Zorritos	220	17,94	12,37	10,57
Talara	220	17,91	12,33	10,55

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD

Subestaciones Base	Tensión kV	PPM S/./kW-mes	PEMP ctm. S/./kW.h	PEMF ctm. S/./kW.h
Piura Oeste	220	17,95	12,70	10,81
Chiclayo Oeste	220	17,86	12,51	10,62
Carhuaquero	220	17,75	12,32	10,49
Guadalupe	220	17,86	12,48	10,58
Guadalupe	60	17,85	12,52	10,60
Cajamarca	220	17,86	12,45	10,54
Trujillo Norte	220	17,82	12,34	10,45
Chimbote 1	220	17,71	12,08	10,25
Chimbote 1	138	17,70	12,06	10,24
Paramonga Nueva	220	17,73	11,74	9,88
Paramonga Nueva	138	17,73	11,72	9,88
Paramonga Existente	138	17,71	11,69	9,88
Huacho	220	17,75	11,68	9,82
Zapallal	220	17,75	11,60	9,70
Ventanilla	220	17,76	11,59	9,68
Lima (1)	220	17,81	11,64	9,71
Cantera	220	17,77	11,48	9,64
Chilca	220	17,76	11,47	9,62
Independencia	220	17,76	11,54	9,72
Ica	220	17,86	11,69	9,84
Marcona	220	18,11	11,94	10,04
Mantaro	220	17,53	11,32	9,49
Huayucachi	220	17,60	11,42	9,56
Pachachaca	220	17,64	11,43	9,58
Huancavelica	220	17,59	11,39	9,55
Callahuanca	220	17,69	11,49	9,62
Cajamarquilla	220	17,77	11,58	9,69
Huallanca	138	17,35	11,62	9,96
Vizcarra	220	17,73	11,51	9,68
Tingo María	220	17,65	11,21	9,43
Aguaytía	220	17,60	11,08	9,31
Aguaytía	60	17,62	11,11	9,32
Aguaytía	22,9	17,62	11,09	9,32
Pucallpa	138	17,79	11,35	9,46
Pucallpa	60	17,90	11,37	9,47
Aucayacu	138	17,61	11,21	9,43
Tocache	138	17,61	11,32	9,50
Tingo María	138	17,64	11,16	9,40
Huánuco	138	17,70	11,44	9,51
Paragsha II	138	17,68	11,40	9,60
Paragsha	220	17,65	11,40	9,59
Yaupi	138	17,48	11,22	9,46
Yuncan	138	17,53	11,22	9,46
Yuncan	220	17,53	11,26	9,48
Oroya Nueva	220	17,64	11,44	9,59
Oroya Nueva	138	17,69	11,42	9,66
Oroya Nueva (2)	50	17,66	11,53	9,65
Carhuamayo	138	17,71	11,48	9,61

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD

Subestaciones Base	Tensión kV	PPM S./kW-mes	PEMP ctm. S./kW.h	PEMF ctm. S./kW.h
Carhuamayo Nueva	220	17,59	11,33	9,54
Caripa	138	17,71	11,51	9,69
Desierto	220	17,85	11,53	9,68
Condorcocha	138	17,73	11,53	9,70
Condorcocha	44	17,77	11,53	9,70
Machupicchu	138	17,52	12,14	9,72
Cachimayo	138	17,83	12,51	10,03
Cusco (3)	138	17,80	12,52	10,02
Combapata	138	17,91	12,58	10,20
Tintaya	138	17,99	12,59	10,39
Ayaviri	138	17,81	12,37	10,24
Azángaro	138	17,71	12,24	10,12
San Gaban	138	17,29	12,31	10,17
Juliaca	138	17,98	12,57	10,40
Puno	138	18,07	12,71	10,51
Puno	220	18,08	12,70	10,53
Callalli	138	18,02	12,63	10,48
Santuario	138	18,02	12,51	10,43
Arequipa (4)	138	18,08	12,58	10,48
Socabaya	220	18,08	12,57	10,47
Cerro Verde	138	18,11	12,24	10,12
Repartición	138	18,14	12,66	10,53
Mollendo	138	18,18	12,69	10,54
Montalvo	220	18,13	12,74	10,62
Montalvo	138	18,13	12,75	10,63
Ilo ELP	138	18,21	12,86	10,74
Botiflaca	138	18,21	12,85	10,70
Toquepala	138	18,22	12,83	10,74
Aricota	138	18,20	12,73	10,72
Aricota	66	18,18	12,69	10,71
Tacna (Los Héroes)	220	18,18	12,81	10,67
Tacna (Los Héroes)	66	18,28	12,88	10,70
SISTEMAS AISLADOS (5)				
Adinelsa	MT	18,97	24,00	24,00
Chavimochic	MT	18,97	24,00	24,00
Edelnor	MT	18,97	24,00	24,00
Edelsa	MT	18,97	24,00	24,00
Egepsa	MT	18,97	24,00	24,00
Electro Oriente	MT	18,97	38,79	38,79
Electro Pangoa	MT	18,97	24,00	24,00
Electro Sur Este	MT	18,97	52,75	52,75
Electro Sur Medio	MT	18,97	36,99	36,99
Electro Ucayali	MT	18,97	24,00	24,00
Electrocentro	MT	18,97	24,00	24,00
Electronorte	MT	18,97	23,42	23,42
Emseusa	MT	18,97	18,65	18,65
Hidrandina	MT	18,97	24,10	24,10
Seal	MT	18,97	37,68	37,68

Subestaciones Base	Tensión kV	PPM S/./kW-mes	PEMP ctm. S/./kW.h	PEMF ctm. S/./kW.h
Sersa	MT	18,97	41,61	41,61

Notas:

- (1) S.E.B. Lima: Constituida por las Subestaciones Base Chavarría 220 kV, Santa Rosa 220 kV, San Juan 220 kV.
- (2) Para el cálculo de los Precios en la Barra Equivalente de Media Tensión de los Sistemas de Distribución Eléctrica Pasco y Pasco Rural pertenecientes a la Empresa de Distribución Eléctrica Electrocentro S.A. se adoptará como referencia la Subestación Base Oroya Nueva 50 kV.
- (3) S.E.B. Cusco: Constituida por las Subestaciones Base Dolorespata 138 kV y Quencoro 138 kV.
- (4) S.E.B. Arequipa: Constituida por las Subestaciones Base Socabaya 138 kV y Chilina 138 kV.
- (5) Los Precios en Barra de los Sistemas Aislados corresponden a los costos medios de generación y transmisión correspondientes a la inversión, operación y mantenimiento del conjunto de Sistemas Aislados de cada empresa, en condiciones de eficiencia¹⁴. Estos precios son referenciales y no tiene aplicación práctica para las ventas de generador a distribuidor en dichos sistemas; ni a aquellas que son trasladadas a los consumidores finales.

Se define:

$$PEBP = PEMP + CPSEE \quad (1)$$

$$PEBF = PEMF + CPSEE \quad (2)$$

$$PPB = PPM + PCSPT \quad (3)$$

Donde:

PPM : Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación, expresado en S/./kW-mes, determinado como el producto del Precio Básico de la Potencia de Punta por el Factor de Pérdidas de Potencia. Quinta Disposición Complementaria Transitoria de la Ley N° 28832¹⁵.

¹⁴ De conformidad con lo establecido en el Artículo 30° de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, y por el inciso a) del numeral 5.1 del Artículo 5° del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados aprobado mediante el Decreto Supremo N° 069-2006-EM.

¹⁵ **QUINTA DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA TRANSITORIA de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica - Adecuación de factores de pérdidas de potencia**
 Lo dispuesto en el inciso h) del artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas, será aplicable a partir de la fijación tarifaria correspondiente al año 2010.

Para las fijaciones tarifarias previas al año 2010, el Precio de la Potencia de Punta en Barra, para cada una de las barras del sistema, se determinará agregando al producto del Precio Básico de la

- PPB : Precio en Barra de la Potencia de Punta, expresado en S/./kW-mes.
- PEMP : Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, expresado en céntimos de S/./kW.h.
- PEMF : Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, expresado en céntimos de S/./kW.h.
- PEMP y PEMF, determinados como el producto del Precio Básico de la Energía respectivo por el Factor Nodal de Energía. Artículo 47º, incisos g) e i) de la Ley¹⁶.
- PEBP : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, expresado en céntimos de S/./kW.h.
- PEBF : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, expresado en céntimos de S/./kW.h.
- PCSPT : Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, expresado en S/./kW-mes
- CPSEE : Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía, expresado en céntimos de S/./kW.h.

Para el cálculo de los precios de potencia y energía para el resto de Subestaciones de cada sistema, se emplearán los valores de PEBP, PEBF y PPB, resultantes de aplicar las fórmulas (1), (2) y (3).

El cargo CPSEE corresponde al que se consigna en las Resoluciones OSINERG N° 065-2005-OS/CD, OSINERGMIN N° 169-2007-OS/CD, en sus modificatorias o las que las sustituyan.

Potencia de Punta por los factores de pérdidas de potencia, los valores unitarios del Peaje de Transmisión y el Peaje por Conexión.

Para estos efectos, los factores de pérdidas de potencia se determinarán a partir de los factores vigentes a la fecha de publicación de la presente Ley, ajustándolos anualmente hasta alcanzar en forma lineal el valor de 1,0 en el año 2010.

¹⁶ **Artículo 47º del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.**– Para determinar los Precios en Barra, el subcomité de Generadores y el subcomité de Transmisores, en la actividad que les corresponda, efectuarán los cálculos correspondientes en la siguiente forma:

- ...
- g) Calculará para cada una de las barras del sistema los factores nodales de energía de acuerdo a lo señalado en el artículo 48º. El factor nodal será igual a 1,00 de la barra en que se fije el Precio Básico de Energía;
- h) Determinará el Precio de la Potencia de Punta en Barra, para cada una de las barras del sistema, agregando al Precio Básico de la Potencia de Punta los valores unitarios del Peaje de Transmisión y el Peaje por Conexión a que se refiere el artículo 60 de la presente Ley;
- i) Determinará el Precio de Energía en Barra, para cada una de las barras del sistema, multiplicando el Precio Básico de la Energía nodal correspondiente a cada Bloque Horario por el respectivo factor nodal de energía.

A.2) FACTORES NODALES DE ENERGÍA Y DE PÉRDIDAS DE POTENCIA

A continuación se presentan los factores nodales de energía y de pérdidas de potencia asociados a las Subestaciones Base del SEIN que se detallan en el Cuadro N° 1.

Cuadro N° 2

Subestaciones Base	Tensión kV	Factor de Pérdidas de Potencia	Factor Nodal de Energía en Horas de Punta	Factor Nodal de Energía en Horas Fuera de Punta
Zorritos	220	1,0076	1,0628	1,0886
Talara	220	1,0060	1,0598	1,0864
Piura Oeste	220	1,0083	1,0914	1,1129
Chiclayo Oeste	220	1,0033	1,0753	1,0935
Carhuaquero	220	0,9968	1,0586	1,0797
Guadalupe	220	1,0029	1,0725	1,0888
Guadalupe	60	1,0024	1,0755	1,0913
Cajamarca	220	1,0027	1,0694	1,0852
Trujillo Norte	220	1,0008	1,0600	1,0756
Chimbote 1	220	0,9946	1,0378	1,0557
Chimbote 1	138	0,9942	1,0364	1,0542
Paramonga Nueva	220	0,9959	1,0086	1,0171
Paramonga Nueva	138	0,9957	1,0073	1,0170
Paramonga Existente	138	0,9945	1,0041	1,0172
Huacho	220	0,9967	1,0038	1,0108
Zapallal	220	0,9971	0,9971	0,9984
Ventanilla	220	0,9976	0,9961	0,9961
Lima	220	1,0000	1,0000	1,0000
Cantera	220	0,9978	0,9867	0,9921
Chilca	220	0,9974	0,9857	0,9902
Independencia	220	0,9974	0,9920	1,0007
Ica	220	1,0033	1,0041	1,0127
Marcona	220	1,0169	1,0258	1,0337
Mantaro	220	0,9844	0,9726	0,9767
Huayucachi	220	0,9884	0,9810	0,9841
Pachachaca	220	0,9905	0,9818	0,9860
Huancavelica	220	0,9879	0,9784	0,9836
Callahuanca	220	0,9934	0,9872	0,9905
Cajamarquilla	220	0,9977	0,9946	0,9977
Huallanca	138	0,9744	0,9985	1,0256
Vizcarra	220	0,9954	0,9887	0,9969
Tingo María	220	0,9911	0,9633	0,9705
Aguaytía	220	0,9886	0,9517	0,9582
Aguaytía	60	0,9893	0,9543	0,9600
Aguaytía	22,9	0,9893	0,9532	0,9592
Pucallpa	138	0,9990	0,9756	0,9738
Pucallpa	60	1,0050	0,9769	0,9747
Aucayacu	138	0,9890	0,9629	0,9707

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD**

Subestaciones Base	Tensión kV	Factor de Pérdidas de Potencia	Factor Nodal de Energía en Horas de Punta	Factor Nodal de Energía en Horas Fuera de Punta
Tocache	138	0,9890	0,9725	0,9777
Tingo María	138	0,9907	0,9586	0,9676
Huánuco	138	0,9941	0,9827	0,9786
Paragsha II	138	0,9930	0,9793	0,9879
Paragsha	220	0,9914	0,9791	0,9872
Yaupi	138	0,9817	0,9639	0,9734
Yuncan	138	0,9844	0,9639	0,9734
Yuncan	220	0,9846	0,9674	0,9765
Oroya Nueva	220	0,9906	0,9828	0,9875
Oroya Nueva	138	0,9932	0,9813	0,9943
Oroya Nueva	50	0,9919	0,9905	0,9937
Carhuamayo	138	0,9945	0,9862	0,9894
Carhuamayo Nueva	220	0,9878	0,9737	0,9819
Caripa	138	0,9948	0,9887	0,9972
Desierto	220	1,0023	0,9905	0,9970
Condorcocha	138	0,9958	0,9907	0,9988
Condorcocha	44	0,9978	0,9907	0,9988
Machupicchu	138	0,9841	1,0428	1,0009
Cachimayo	138	1,0011	1,0750	1,0331
Cusco	138	0,9996	1,0759	1,0311
Combapata	138	1,0058	1,0805	1,0500
Tintaya	138	1,0102	1,0821	1,0697
Ayaviri	138	0,9999	1,0628	1,0544
Azángaro	138	0,9945	1,0513	1,0413
San Gaban	138	0,9709	1,0576	1,0466
Juliaca	138	1,0099	1,0805	1,0710
Puno	138	1,0147	1,0918	1,0823
Puno	220	1,0151	1,0916	1,0839
Callalli	138	1,0121	1,0850	1,0788
Santuario	138	1,0119	1,0749	1,0737
Arequipa	138	1,0151	1,0806	1,0787
Socabaya	220	1,0154	1,0798	1,0777
Cerro Verde	138	1,0168	1,0513	1,0413
Repartición	138	1,0187	1,0878	1,0839
Mollendo	138	1,0208	1,0903	1,0852
Montalvo	220	1,0183	1,0950	1,0937
Montalvo	138	1,0184	1,0956	1,0947
Ilo ELP	138	1,0228	1,1046	1,1054
Botiflaca	138	1,0228	1,1043	1,1017
Toquepala	138	1,0235	1,1028	1,1061
Aricota	138	1,0222	1,0940	1,1032
Aricota	66	1,0212	1,0904	1,1028
Tacna (Los Héroes)	220	1,0207	1,1007	1,0982
Tacna (Los Héroes)	66	1,0266	1,1067	1,1012

A.2) PEAJES POR CONEXIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)

Los valores del Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión (PCSPT) son los siguientes:

Cuadro N° 3

N°	Sistema de Transmisión	PCSPT S./kW-mes	
1	SPT de REP	2,11	
2	SPT de San Gabán	0,01	
3	SPT de Antamina	0,01	
4	SPT de Eteselva	0,17	
5	SPT de Redesur	0,79	
6	SPT de Transmantaro	1,94	
7	SPT de ISA	0,56	
8	Cargo por Garantía por Red Principal TGP	0,00	
9	Cargo por Garantía por Red Principal GNLC	0,00	
10	Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro	0,00	
11	Cargo Unitario por Compensación por Transporte de Gas Natural para Generación Eléctrica	0,68	
12	Cargo Unitario por CVOA-CMg	3,35	
13	Cargo Unitario por CVOA-RSC	3,87	
14	Cargo Unitario por Generación Adicional	Usuarios Regulados	0,82
		Usuarios Libres que no son Grandes Usuarios	3,12
		Grandes Usuarios	5,45

* Los cargos del N° 1 al 13 son aplicables tanto a los Usuarios Regulados como a los Usuarios Libres.

** El cargo N° 14 se aplica de manera diferenciada, según lo dispuesto en el Decreto de Urgencia N° 037-2008, donde los Grandes Usuarios son los Usuarios Libres con una potencia contratada igual o superior a 10 MW, o agrupaciones de Usuarios Libres cuya potencia contratada total sume por lo menos 10 MW.

A.3) PEAJES POR CONEXION EN SISTEMAS AISLADOS

El valor del PCSPT para los Sistemas Aislados, contemplados en el Cuadro N° 1, es igual a cero.

B) PRECIOS EN BARRA EN SUBESTACIONES DE CENTRALES GENERADORAS

El Precio en Barra de la Energía en una Subestación de Central Generadora, cuyo flujo preponderante de energía es hacia otra subestación con Precio en Barra definido, se determinará del cociente resultante de dividir el Precio en Barra de la Energía de la Subestación con Precio en Barra definido entre el correspondiente Factor Nodal de Energía (FNE).

El Precio en Barra de la Potencia de Punta en una Subestación de Central Generadora, se determinará dividiendo el Precio en Barra de la Potencia de Punta de la Subestación con Precio en Barra definido entre el Factor de Pérdidas de Potencia (FPP).

En el caso de subestaciones en que el flujo preponderante de energía aporte a otra subestación con Precios en Barra definidos, se le aplicará el mismo procedimiento.

Se define:

$$\text{PEBP1} = \text{PEBP0} / \text{FNE} \quad (4)$$

$$\text{PEBF1} = \text{PEBF0} / \text{FNE} \quad (5)$$

$$\text{PPB1} = \text{PPB0} / \text{FPP} \quad (6)$$

Donde:

PEBP0 : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, definido.

PEBF0 : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, definido.

PPB0 : Precio en Barra de la Potencia de Punta, definido.

PEBP1 : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, por determinar.

PEBF1 : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, por determinar.

PPB1 : Precio en Barra de la Potencia de Punta, por determinar.

1.2 PRECIOS EN BARRA EN SUBESTACIONES DIFERENTES A LAS SEÑALADAS EN EL NUMERAL 1.1.

Los Precios en Barra en subestaciones diferentes a las señaladas en el numeral 1.1, se determinarán según el procedimiento siguiente:

A) Precios en Barra de la Energía

Los Precios en Barra de la Energía (en Horas de Punta y Fuera de Punta) serán el resultado de multiplicar los Precios en Barra de la energía en una Subestación de Referencia por el respectivo Factor Nodal de Energía (FNE), agregando a este producto el Cargo Base de Peaje Secundario por Transmisión en Energía (CBPSE).

Se define:

$$\text{PEBP1} = \text{PEBP0} * \text{FNE} + \text{CBPSE} \quad (7)$$

$$\text{PEBF1} = \text{PEBF0} * \text{FNE} + \text{CBPSE} \quad (8)$$

Donde:

PEBP0 : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta,

definido.

PEBF0 : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, definido.

PEBP1 : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, por determinar.

PEBF1 : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, por determinar.

El cargo por transmisión CBPSE es aplicable en la formación de los Precios en Barra entre generador y distribuidor y se encuentra definido en las Resoluciones OSINERG N° 065-2005-OS/CD, OSINERGMIN N° 169-2007-OS/CD, en sus modificatorias o las que las sustituyan.

B) Precios en Barra de Potencia de Punta

Los Precios en Barra de la Potencia de Punta serán el resultado de multiplicar los Precios en Barra de la Potencia de Punta en la Subestación de Referencia por el respectivo Factor de Pérdidas de Potencia (FPP).

Se define:

$$PPB1 = PPB0 * FPP \quad (9)$$

Donde:

PPB0 : Precio en Barra de la Potencia de Punta, definido.

PPB1 : Precio en Barra de la Potencia de Punta, por determinar.

En todos los casos las empresas deberán verificar que los costos por transmisión no excedan los límites denominados costos de conexión directa, de acuerdo con las Condiciones de Aplicación fijadas en el numeral 4, Artículo Primero, de la Resolución N° 015-95 P/CTE y sus modificatorias.

2 GRAVÁMENES E IMPUESTOS

Las tarifas de la presente resolución, o sus reajustes, de acuerdo con las Fórmulas de Actualización del Artículo 2°, no incluyen impuestos o tributos que sean de cargo de los clientes.

Los precios calculados por aplicación de las fórmulas contenidas en el presente artículo deberán ser redondeados a dos decimales antes de su utilización.

Artículo 2º.- Fíjese las Fórmulas de Actualización de los Precios en Barra y de las tarifas de transmisión a que se refiere el Artículo 1º de la presente Resolución, según lo siguiente:

1 FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN TARIFARIA

De acuerdo a lo dispuesto en los Artículos 46° y 52° de la Ley de Concesiones Eléctricas¹⁷, las tarifas obtenidas según los procedimientos definidos en el Artículo 1° de la presente Resolución, serán actualizadas utilizando las siguientes Fórmulas de Actualización.

1.1 ACTUALIZACIÓN DEL PRECIO DE POTENCIA DE PUNTA A NIVEL GENERACIÓN (PPM)

$$\text{PPM1} = \text{PPM0} * \text{FAPPM} \quad (1)$$

$$\text{FAPPM} = a * \text{FTC} + b * \text{FPM} \quad (2)$$

$$\text{FTC} = \text{TC} / \text{TCo} \quad (3)$$

$$\text{FPM} = \text{IPM} / \text{IPMo} \quad (4)$$

Cuadro N° 4

Sistema	a	b
SEIN	0,7772	0,2228

Para la actualización de los precios de potencia en los Sistemas Aislados del Cuadro N° 1 se utilizará, como factor FAPPM, el valor resultante del factor FAPEM correspondiente que se señala en el numeral 1.2 siguiente (FAPPM=FAPEM).

Para la actualización de los precios de potencia en los Sistemas Aislados del Cuadro N° 9 se utilizará la fórmula (7) del numeral 1.2 siguiente, reemplazando PEMP1 y PEMP0 por PPM1 y PPM0, respectivamente.

Donde:

PPM0 = Precio de la Potencia de Punta, publicada en la presente Resolución, en S/./kW-mes.

PPM1 = Precio de la Potencia de Punta, actualizado, en S/./kW-mes.

FAPPM = Factor de Actualización del Precio de la Potencia de Punta

FTC = Factor por variación del Tipo de Cambio.

FPM = Factor por variación de los Precios al Por Mayor.

TC = Tipo de Cambio. Valor de referencia para el Dólar de

¹⁷ **Artículo 46° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.**– Las Tarifas en Barra y sus respectivas fórmulas de reajuste, serán fijadas anualmente por OSINERG y entrarán en vigencia en el mes de mayo de cada año.

Las tarifas sólo podrán aplicarse previa publicación de la resolución correspondiente en el Diario Oficial "El Peruano" y de una sumilla de la misma en un diario de mayor circulación. La información sustentatoria será incluida en la página web de OSINERG.

los Estados Unidos de América, determinado la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, correspondiente a la "COTIZACIÓN DE OFERTA Y DEMANDA – TIPO DE CAMBIO PROMEDIO PONDERADO" o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

TC₀ = Tipo de Cambio inicial igual a S/. 3,161 por US Dólar.

IPM = Índice de Precios al Por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática. Se tomará el valor del último mes, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

IPM₀ = Índice de Precios al Por Mayor inicial igual a 191,563075.

1.2 ACTUALIZACIÓN DEL PRECIO DE ENERGÍA A NIVEL GENERACIÓN EN LAS SUBESTACIONES BASE DEL SISTEMA (PEMP y PEMF)

Para la actualización de los Precio de la Energía a Nivel Generación que se presentan en el Cuadro N° 1 de la presente resolución se hará uso de las siguientes fórmulas:

$$\text{PEMP1} = \text{PEMP0} * \text{FAPEM} \quad (5)$$

$$\text{PEMF1} = \text{PEMF0} * \text{FAPEM} \quad (6)$$

Para la actualización de los Precios de la Energía a Nivel Generación que se presentan en el Cuadro N° 9 de la presente resolución se hará uso de las siguientes formulas:

$$\text{PEMP1} = \text{PEMP0} * \text{FAPEM} + (\text{FAPEM}-1) * \text{FC} \quad (7)$$

$$\text{PEMF1} = \text{PEMF0} * \text{FAPEM} + (\text{FAPEM}-1) * \text{FC} \quad (8)$$

Para la aplicación de estas fórmulas se tomará en consideración lo siguiente:

$$\text{FAPEM} = d * \text{FTC} + e * \text{FD2} + f * \text{FR6} + g * \text{FPGN} + s * \text{FPM} + \text{cb} * \text{FCB} \quad (9)$$

$$\text{FD2} = (\text{PD2} + \text{ISC_D2}) / (\text{PD2o} + \text{ISC_D2o}) \quad (10)$$

$$\text{FR6} = (\text{PR6} + \text{ISC_R6}) / (\text{PR6o} + \text{ISC_R6o}) \quad (11)$$

$$\text{FPGN} = \text{PGN/PGNo} \quad (12)$$

$$\text{FCB} = (\text{PCB/PCBo}) * \text{FTC} \quad (13)$$

Cuadro N° 5

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD

Sistema Eléctrico	d	e	f	g	s	cb	FC
SEIN	0,1310	0,0117	0,0908	0,6450	---	0,1215	---
SISTEMAS AISLADOS¹⁸							
Adinelsa	0,1791	---	---	---	0,8209	---	1,8199
Chavimochic	0,1791	---	---	---	0,8209	---	1,8199
Edelnor	0,1791	---	---	---	0,8209	---	1,8199
Edelsa	0,1791	---	---	---	0,8209	---	1,8199
Egepsa	0,1791	---	---	---	0,8209	---	1,8199
Electro Oriente	0,1890	0,0645	0,6021	---	0,1444	---	18,3644
Electro Pangoa	0,1791	---	---	---	0,8209	---	1,8199
Electro Sur Este	0,0228	0,8751	---	---	0,1021	---	32,1273
Electro Sur Medio	0,0298	0,8558	---	---	0,1144	---	18,0614
Electro Ucayali	0,1791	---	---	---	0,8209	---	1,8199
Electrocentro	0,1791	---	---	---	0,8209	---	1,8199
Electronorte	0,1929	0,0254	---	---	0,7817	---	1,4673
Emseusa	0,3064	0,2348	---	---	0,4588	---	0,0000
Hidrandina	0,1784	0,0041	---	---	0,8175	---	1,9256
Seal	0,0914	0,5488	---	---	0,3598	---	16,0591
Sersa	0,2177	---	0,6083	---	0,1740	---	21,4403

Donde:

- PEMP0 = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Subestaciones Base publicadas en la presente Resolución, en céntimos de S./kW.h.
- PEMF0 = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Subestaciones Base publicadas en la presente Resolución, en céntimos de S./kW.h.
- PEMP1 = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Subestaciones Base, actualizado, en céntimos de S./kW.h.
- PEMF1 = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Subestaciones Base, actualizado, en céntimos de S./kW.h.
- FAPEM = Factor de Actualización del Precio de la Energía a Nivel Generación en las Subestaciones Base del Sistema Eléctrico.
- FC = Factor de Compensación para Sistemas Aislados.
- FD2 = Factor por variación del precio del petróleo Biodiesel B2.
- FR6 = Factor por variación del precio del petróleo Residual N° 6.
- FPGN = Factor por variación del precio del Gas Natural.
- FCB = Factor por variación del precio del Carbón Bituminoso.
- PD2 = SEIN: El menor valor de comparar el precio de referencia ponderado que publique OSINERGMIN y el precio fijado por PetroPerú S.A., del petróleo Biodiesel B2, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S./Gln.
Sistemas Aislados: El precio fijado por PetroPerú S.A. del Petróleo Diesel N° 2, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S./Gln.

¹⁸ En el caso de los Sistemas Aislados estos factores son aplicables a los Precios en Barra de los Sistemas Aislados definidos en los Cuadros N° 1 y N° 9.

- PD2o = Precio inicial del petróleo Biodiesel B2, en S./Gln, según el Cuadro N° 6.
- PR6 = SEIN: El menor valor de comparar el precio de referencia ponderado que publique OSINERGMIN y el precio fijado por PetroPerú S.A., del petróleo Residual N° 6, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S./Gln.
Sistemas Aislados: El precio fijado por PetroPerú S.A. del petróleo Residual N° 6, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S./Gln.
- PR6o = Precio inicial del Petróleo Residual N° 6, en S./Gln, según el Cuadro N° 6.
- PCB = Precio de referencia de importación del Carbón Bituminoso, al último día del mes anterior, en US\$/Ton.
- PCBo = Precio inicial del Carbón Bituminoso, en US\$/Ton, según el Cuadro N° 6.
- ISC_R6 = Impuesto Selectivo al Consumo a la importación o venta de Petróleo Residual N° 6 vigente, a las empresas de generación y a las empresas concesionarias de distribución, en S./Gln.
- ISC_D2 = Impuesto Selectivo al Consumo a la importación o venta de petróleo Biodiesel B2 vigente, a las empresas de generación y a las empresas concesionarias de distribución, en S./Gln.
- ISC_R6o = Impuesto Selectivo al Consumo al petróleo Residual N° 6 inicial.
Plantas Callao, El Milagro y Cusco: igual a 0,52 S./Gln.
Planta Iquitos: igual a 0,00 S./Gln
- ISC_D2o = Impuesto Selectivo al Consumo al petróleo Biodiesel B2 inicial igual a 0,00 S./Gln.

Cuadro N° 6

Sistema Eléctrico	Punto de Venta de Referencia	Precio Inicial (1)		
		Biodiesel B2 PD2o (S./Gln.)	Residual N° 6 PR6o (S./Gln.)	Carbón Bituminoso PCBo (US\$/Ton.)
SEIN	Callao	4,36	2,97	146,47
SISTEMAS AISLADOS				
Electronorte, Emseusa	El Milagro	5,44	---	---
Electro Oriente, Sersa	Iquitos	5,9729	4,13	---
Electro Sur Medio, Hidrandina, Seal	Callao	5,38	---	---
Electro Sur Este	Cusco	5,7854	---	---

Notas:

- (1) Precios de combustibles determinados de acuerdo con lo establecido en el Artículo 124° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.¹⁹

PGN = Precio Límite Superior del Gas Natural, expresado en Nuevos Soles/MMBtu utilizando el TC; el cual se establecerá de acuerdo a lo señalado en el "Procedimiento para la Determinación del Precio Límite Superior del Gas Natural para el Cálculo de las Tarifas en Barra".

PGNo = Precio inicial del Gas Natural igual a 7,1116 S./MMBtu.

Los factores FTC y FPM son los definidos en el numeral 1.1.

1.3 ACTUALIZACIÓN DEL PEAJE POR CONEXIÓN UNITARIO AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (PCSPT)

Los Cargos de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión (PCSPT) serán actualizados utilizando la siguiente fórmula de reajuste:

$$PCSPT1 = PCSPT0 * FAPCSPT \quad (14)$$

$$FAPCSPT = I * FTC + m * FPM + n * FPal + o * FPcu \quad (15)$$

$$FPal = Pal/Palo \quad (16)$$

$$FPcu = Pcu/Pcuo \quad (17)$$

Cuadro N° 7

	I	m	n	o
SPT de REP	0,2840	0,4743	0,2367	0,0050
SPT de Eteselva	0,4408	0,2677	0,2817	0,0098
SPT de Antamina	0,5528	0,4444	---	0,0028
SPT de San Gabán	0,4664	0,5311	-	0,0025

¹⁹ Artículo 124° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por D.S. 009-93-EM.-

...
 c) El costo de los combustibles será determinado utilizando los precios y condiciones que se señala en el Artículo 50° de la Ley y se tomará los precios del mercado interno. Para el caso de los combustibles líquidos se tomará el que resulte menor entre el precio del mercado interno y el precio de referencia ponderado que publique OSINERGMIN; para los sistemas aislados sólo se tomará el precio del mercado interno. Para el caso del carbón, el precio de referencia de importación que publique OSINERGMIN será considerado como precio del mercado interno. Asimismo, los criterios señalados serán aplicados en las fórmulas de reajuste correspondientes.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD**

	l	m	n	o
SPT de Redesur	1,0000	---	---	---
SPT de Transmantaro	1,0000	---	---	---
SPT de ISA	1,0000	---	---	---
Cargo por Garantía por Red Principal TGP	1,0000	---	---	---
Cargo por Garantía por Red Principal GNLC	1,0000	---	---	---
Cargo Unitario por Compensación por Transporte de Gas Natural para Generación Eléctrica	1,0000	---	---	---

Donde:

PCSPT0 = Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, publicado en la presente Resolución, en S/./kW-mes.

PCSPT1 = Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, actualizado, en S/./kW-mes.

FAPCSPT= Factor de Actualización del Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión.

Pcu = Índice del Precio del Cobre, calculado como el promedio del precio medio mensual de los últimos 12 meses de la libra de cobre en la Bolsa de Metales de Londres. Para estos efectos se considerarán los doce meses que terminan con el segundo mes anterior a aquel en que la fórmula de reajuste será aplicada. Para la obtención de este indicador se tomará en cuenta la cotización de la libra de cobre Londres en ctv. US\$/lb, publicado en la Nota Semanal del Banco Central de Reserva del Perú "Cotizaciones CIF de Productos (Datos promedio del periodo)".

Pcuo = Índice inicial del Precio del Cobre 283,71.

Pal = Índice del precio del Aluminio calculado como el promedio del precio semanal de la tonelada de aluminio de las últimas cincuenta y dos (52) semanas en la Bolsa de Metales de Londres. Para estos efectos se considerará las últimas 52 semanas que terminan con la cuarta semana del segundo mes anterior a aquel en que la fórmula de reajuste será aplicada. Para la obtención de este indicador se tomará en cuenta el valor promedio semanal (week avg.) de la tonelada de aluminio del London Metal Exchange (LME HG Cash) publicado por la revista Platt's Metals Week.

Palo = Índice inicial del precio del Aluminio 2368,72.

Para el caso de Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro se aplicará la siguiente fórmula:

$$\text{CUCSS1} = \text{CUCSS0} * \text{FAPPM} + \text{FA} \quad (18)$$

$$\text{FA} = 0,000387 * \text{DP} * \text{FAPPM} \quad (19)$$

Donde:

CUCSS0 = Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro, publicado en la presente Resolución, en S/./kW-mes.

CUCSS1 = Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro, actualizado, en S/./kW-mes.

FA = Factor que refleja el incremento de potencia efectiva total de las Unidades Duales.

DP = Potencia efectiva total de las Unidades Duales al último día hábil del mes anterior, en MW.

Para el caso del Cargo Unitario por Generación Adicional, el Cargo Unitario por CVOA-CMg y el Cargo Unitario por CVOA-RSC se aplicará la siguiente fórmula:

$$\text{CA1} = \text{CA0} * \text{FA} \quad (20)$$

Donde:

CA0 = Cargo Unitario por Generación Adicional, Cargo Unitario por CVOA-CMg ó Cargo Unitario por CVOA-RSC, publicado en la presente Resolución, en S/./kW-mes.

CA1 = Cargo Unitario por Generación Adicional, Cargo Unitario por CVOA-CMg ó Cargo Unitario por CVOA-RSC, actualizado, en S/./kW-mes.

FA = Factor que se determine trimestralmente de acuerdo con los procedimientos de OSINERGMIN aprobados por las Resoluciones OSINERGMIN N° 651-2008-OS/CD, N° 001-2009-OS/CD y N° 002-2009-OS/CD, y sus modificatorias.

Los factores FTC, FPM y FAPPM son los definidos en el numeral 1.1

2 APLICACIÓN DE LAS FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN

Las Fórmulas de Actualización, se aplicarán en las condiciones establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, y separadamente:

- a. Para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.- Cuando alguno de los

factores de actualización (FAPPM, FAPEM, FACBPST, FACBPSL, FAPCSPT, FACBPSE, FACPSEE) en el SEIN se incremente o disminuya en más de 5% respecto a los valores de los mismos factores empleados en la última actualización, con excepción de los cargos Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro, Cargo Unitario por CVOA-CMg, Cargo Unitario por CVOA-RSC y Cargo Unitario por Generación Adicional en cuyo caso se aplicará el factor que se determine trimestralmente. En el caso del Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro se actualiza cuando varíe el FAPPM o la potencia efectiva total de las Unidades Duales.

- b. Para los Sistemas Aislados.- Cuando alguno de los factores de actualización (FAPPM, FAPEM) en cualquiera de los Sistemas Aislados se incremente o disminuya en más de 5% respecto a los valores de los mismos factores empleados en la última actualización;

Los Precios en Barra de la Energía en las Subestaciones Base del Sistema se obtendrán con las fórmulas (1) y (2), del Artículo 1°, luego de actualizar el Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía (CPSEE) y los Precios de la Energía a Nivel Generación (PEMP y PEMF).

Los Precios en Barra de la Potencia de Punta en las Subestaciones Base del sistema se obtendrán con la fórmula (3), del Artículo 1°, luego de actualizar el Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación (PPM) y el Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión (PCSPT).

Los indicadores a emplear en las Fórmulas de Actualización serán los disponibles al segundo día de cada mes. El FPGN y el FOBCB serán determinados por el OSINERGMIN con la información disponible al último día útil del mes anterior, momento desde el cual podrá ser recabado por los interesados.

Los factores de actualización tarifaria serán redondeados a cuatro dígitos decimales.

Los valores actualizados de precios deberán ser redondeados a dos decimales antes de su utilización.

Artículo 3°.- Fijese las Compensaciones Anuales a asignar a cada una de las empresas distribuidoras que suministra energía eléctrica a usuarios regulados en los Sistemas Aislados, en cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 30° de la Ley N° 28832 y el Artículo 5° del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, aprobado por Decreto Supremo N° 069-2006-MEM, según se indica:

Cuadro N° 8

Empresa Distribuidora	Compensación Anual (Nuevos Soles)	% Participación
Adinelsa	98 409	0,1393%
Chavimochic	5 849	0,0083%
Edelnor	87 310	0,1236%

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD**

Empresa Distribuidora	Compensación Anual (Nuevos Soles)	% Participación
Edelsa	10 831	0,0153%
Egepsa	18 206	0,0258%
Electro Oriente	66 686 807	94,4042%
Electro Pangoa	35 189	0,0498%
Electro Sur Este	634 644	0,8984%
Electro Sur Medio	2 026	0,0029%
Electro Ucayali	52 825	0,0748%
Electrocentro	531 343	0,7522%
Electronorte	524 415	0,7424%
Emseusa	0	0,0000%
Hidrandina	325 653	0,4610%
Seal	750 823	1,0629%
Sersa	875 324	1,2391%

Artículo 4º.- Fijese los siguientes Precios en Barra Efectivos que aplicará cada distribuidor que suministra energía eléctrica a usuarios regulados en los Sistemas Aislados, en cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 30º de la Ley N° 28832 y el Artículo 5º del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, aprobado por Decreto Supremo N° 069-2006-MEM, según se indica:

Cuadro N° 9

Subestaciones Base	Tensión kV	PPM S/./kW-mes	PEMP ctm. S/./kW.h	PEMF ctm. S/./kW.h
Adinelsa	MT	18,97	22,18	22,18
Chavimochic	MT	18,97	22,18	22,18
Edelnor	MT	18,97	22,18	22,18
Edelsa	MT	18,97	22,18	22,18
Egepsa	MT	18,97	22,18	22,18
Electro Oriente	MT	18,97	20,42	20,42
Electro Pangoa	MT	18,97	22,18	22,18
Electro Sur Este	MT	18,97	20,62	20,62
Electro Sur Medio	MT	18,97	18,93	18,93
Electro Ucayali	MT	18,97	22,18	22,18
Electrocentro	MT	18,97	22,18	22,18
Electronorte	MT	18,97	21,95	21,95
Emseusa	MT	18,97	18,65	18,65
Hidrandina	MT	18,97	22,18	22,18
Seal	MT	18,97	21,62	21,62
Sersa	MT	18,97	20,17	20,17

Artículo 5º.- OSINERGMIN efectuará el recálculo de las compensaciones y precios contenidos en los Artículos 3º y 4º para cada Empresa Receptora, en caso se requiera, tomando en consideración las condiciones establecidas en el Artículo 3º de la Resolución Ministerial N° 117-2009-MEM/DM.

Artículo 6º.- Los precios máximos a partir de los cuales se determinarán los nuevos pliegos aplicables a las empresas distribuidoras, serán calculados de acuerdo a lo siguiente:

- Para los usuarios regulados del SEIN, se utilizará el Precio a Nivel Generación a que hace referencia el Artículo 29º de la Ley N° 28832, según lo establecido en el Artículo 63º de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- Para los usuarios regulados de los Sistemas Aislados, se utilizará los Precios en Barra Efectivos a que hace referencia el Artículo 5º del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, determinados en el Artículo 4º de la presente resolución, según lo establecido en el "Procedimiento de Aplicación del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados", aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 167-2008-OS/CD y sus modificatorias.

En el caso de producirse reajustes en los precios máximos, éstos entrarán en vigencia el cuarto día de cada mes.

Artículo 7º.- Las empresas generadoras están obligadas a comunicar por escrito a las empresas distribuidoras y a OSINERGMIN, previos a su aplicación, sus pliegos tarifarios debidamente suscritos por sus representantes legales, bajo responsabilidad.

Artículo 8º.- El procedimiento de actualización tarifaria señalado en el Artículo 2º de la presente Resolución es aplicable a partir del 01 de mayo del presente año.

Artículo 9º.- Para las empresas distribuidoras, los excesos de energía reactiva serán facturados con los siguientes cargos:

1. Cargo por el exceso de energía reactiva inductiva igual a:

Cuadro N° 10

Bloque	ctm. S./kVARh
Primero	1,267
Segundo	2,407
Tercero	3,549

2. Cargo por el exceso de energía reactiva capacitiva igual al doble del cargo por el exceso inductivo correspondiente al primer bloque.

Los cargos por energía reactiva serán reajustados multiplicándolos por el factor FTC definido en el numeral 1.1 del Artículo 2º de la presente Resolución, en la misma oportunidad en que se reajusten los Precios en Barra en los respectivos sistemas eléctricos.

Artículo 10º.- Los Precios Medios en la Barra Equivalente de Media Tensión para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, no podrán ser mayores en ningún caso al Precio Medio en la Barra de Media Tensión del Sistema Aislado Promedio (formado por un 70% del Precio en Barra del Sistema Aislado Electro Sur Este y 30% Precio en Barra del Sistema Aislado Electrocentro, definidos en el Cuadro N° 1).

Dicha comparación se efectuará en la Barra Equivalente de Media Tensión de los Sistemas Eléctricos, considerando un factor de carga de 55%, una estructura de compra de 35% de energía en Horas de Punta y 65% de energía en Horas Fuera de Punta.

En caso que los Precios Medios en la Barra Equivalente de Media Tensión sean mayores al Precio Medio en la Barra de Media Tensión del Sistema Aislado correspondiente, los costos respectivos serán reconocidos aplicando el Factor Límite Tarifario (FLT), el cual será calculado de acuerdo al siguiente procedimiento:

$$FLT = PMSA / PMBEMT$$

Donde:

PMSA : Precio Medio en la Barra de Media Tensión del Sistema Aislado correspondiente, en céntimos de S./kW.h.

PMBEMT : Precio Medio en la Barra Equivalente de Media Tensión del Sistema Eléctrico en comparación, en céntimos de S./kW.h.

Artículo 11º.- El Precio Promedio de la Energía a nivel Generación (PPEG) a que se refiere el Artículo 107º del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas²⁰ será el correspondiente al Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta (PEMF) de las Barras Base siguientes:

- Para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), Barra Lima 220 kV.
- Para los Sistemas Aislados, S.E.B. Electrocentro.

Artículo 12º.- Fijese el valor del Costo de Racionamiento en 79,025 céntimos de S./kWh para todos los sistemas eléctricos.

Artículo 13º.- Fijese en US\$ 66 539 852 el monto de la Remuneración Anual Garantizada y en US\$ 14 557 344 el monto de la Remuneración Anual por Ampliaciones que le corresponde percibir a la empresa Red de Energía del Perú S.A. para el periodo anual comprendido entre el 01 de mayo de 2009 y el 30 de abril de 2010.

Artículo 14º.- Fijese los valores del Peaje por Conexión y del Ingreso Tarifario Esperado para el Sistema Principal de Transmisión (SPT) de los Sistemas que se indican, en:

²⁰ **Artículo 107º del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.**– Los concesionarios y empresas dedicadas a la actividad de generación, con arreglo a las disposiciones de la presente Ley, que utilicen la energía y recursos naturales aprovechables de las fuentes hidráulicas y geotérmicas del país, están afectas al pago de una retribución única al Estado por dicho uso, comprendiendo inclusive los pagos establecidos por el Decreto Ley N° .17752 y sus disposiciones reglamentarias y complementarias.

Las tarifas por dicha retribución no podrán ser superiores al 1% del precio promedio de energía a nivel generación, calculado de acuerdo al procedimiento que señale el Reglamento de la presente Ley.

Cuadro N° 11

Sistema de Transmisión	Peaje por Conexión (S/.)	Ingreso Tarifario Esperado (S/.)
SPT de REP	112 568 189	892 431
SPT de San Gabán	332 615	0
SPT de Antamina	312 695	0
SPT de Eteselva	9 214 027	267 844
SPT de Redesur	42 042 012	92 197
SPT de Transmantaro	103 049 679	1 606 802
SPT de ISA	29 748 133	236 010

Los Peajes por Conexión serán actualizados mediante el factor FAPCSPT (numeral 1.3 del Artículo 2° de la presente Resolución) y según lo señalado en el Artículo 15° de la presente Resolución.

Artículo 15°.- Las Condiciones de Aplicación de los Precios en Barra son las fijadas en la Resolución N° 015-95 P/CTE y sus modificatorias, en tanto no se opongan a lo establecido en la presente Resolución.

Artículo 16°.- Cuando se incorporen nuevas líneas de transmisión que originen cambios en los Peajes por Conexión, dichos cambios entrarán en vigencia el cuarto día del mes siguiente de la entrada en operación comercial de la respectiva instalación.

Los concesionarios de generación o transmisión, comunicarán a OSINERGMIN la fecha de entrada en operación comercial de las respectivas instalaciones de transmisión o generación con un mínimo de 15 días calendario de anticipación, bajo responsabilidad.

Para la actualización de los valores base de los peajes por transmisión (PCSPT, CPSEE), los interesados podrán recabar del OSINERGMIN la información mencionada en el párrafo anterior.

OSINERGMIN publicará resoluciones complementarias para considerar modificaciones en el Peaje por Conexión, no contempladas al momento de emitir la presente resolución.

Artículo 17°.- En los casos en que la presente resolución haga referencia a factores de pérdidas, a cargos por peaje secundario de transmisión y a factores de actualización de dichos cargos, deberá entenderse que estos corresponden a los aprobados mediante la Resolución OSINERG N° 065-2005-OS/CD y sus modificatorias, la Resolución OSINERGMIN N° 169-2007-OS/CD, sus modificatorias o en las que las sustituyan.

Artículo 18°.- La presente resolución entrará en vigencia a partir del 01 de mayo de 2009.

Artículo 19°.- Deróguense las disposiciones que se opongan al cumplimiento de la presente resolución.

Artículo 20°.- Incorpórese los [Informes N° 0151-2009-GART](#), [N° 0139-2009-GART](#) y [N° 0140-2009-GART](#); Anexo 1, Anexo 2 y Anexo 3, como parte de la presente

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD**

resolución.

Artículo 21º.- La presente resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial El Peruano. Igualmente deberá ser consignada, junto con los Anexos, en la página Web de OSINERGMIN: www.osinerg.gob.pe

**ALFREDO DAMMERT LIRA
Presidente del Consejo Directivo**

**EXPOSICIÓN DE MOTIVOS DE LA RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD**

Conforme lo dispone la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobada por Decreto Ley N° 25844, están sujetas a regulación de precios, las ventas de energía de generadores a concesionarios de distribución, destinadas al Servicio Público de Electricidad, debiendo OSINERGMIN fijar anualmente los Precios en Barra y sus respectivas fórmulas de actualización, las mismas que deben entrar en vigencia en el mes de mayo de cada año.

Mediante la Ley N° 27838 de fecha 04 de octubre de 2002, se aprobaron mecanismos adicionales a los ya establecidos en la normatividad especial, con el objeto de garantizar la mayor transparencia en el proceso de fijación de tarifas reguladas, estableciéndose, específicamente, un procedimiento de determinación de tarifas.

En cumplimiento de tal obligación, OSINERGMIN contempló las etapas para el procedimiento de fijación de Precios en Barra, de acuerdo con el Anexo A del "Texto Único Ordenado y Concordado de la Norma Procedimiento para Fijación de Precios Regulados", aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 775-2007-OS/CD.

Mediante la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, se han establecido diversos criterios para la regulación que han sido tomados en cuenta en la presente fijación tarifaria, como es el caso de la comparación de precios verificando que los Precios en Barra no difieran en más de diez por ciento (10%) del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones que prevé la referida ley, así como los criterios aplicables a la regulación de tarifas para sistemas aislados, entre otros.

Así, en concordancia con la Ley de Concesiones Eléctricas y sus modificatorias, su Reglamento y la Ley N° 27838, la Ley 28832 y el Reglamento del COES; el Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores del COES presentaron sus Estudios Técnico - Económicos que contienen sus respectivas propuestas tarifarias, correspondiente al período Mayo 2009 – Abril 2010, respecto de las cuales se ha cumplido con todos los pasos enmarcados en el procedimiento antes mencionado, tales como: publicación de los referidos estudios, realización de audiencias públicas, presentación y absolución de observaciones, publicación del proyecto de resolución que fija los Precios en Barra y análisis de las opiniones y sugerencias presentadas por los interesados sobre tal proyecto.

En el presente proceso regulatorio, es menester resaltar lo siguiente:

Con Resolución OSINERG N° 077-2004-OS/CD, se aprobó la Norma "Procedimientos de Cálculo de la Garantía por Red Principal (GRP) del Proyecto Camisea", la misma que establece que, la aprobación del peaje de la GRP, formará parte de la aprobación de los Precios en Barra.

De otro lado, conforme lo establecido en el Decreto Legislativo N° 1041, el pago de las compensaciones necesarias que garanticen la recuperación del pago de transporte de gas que eficientemente hagan los Generadores que contraten Servicio Firme de transporte de gas natural con un concesionario amparado por la Ley N° 27133, será asignado en los costos de transmisión.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD**

Asimismo, conforme lo señala la norma “Compensación Adicional por Seguridad de Suministro” aprobada con Resolución OSINERGMIN N° 651-2008-OS/CD, y expedida en cumplimiento del Decreto Legislativo N° 1041, el Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro (CUCSS) se establecerá en cada proceso de fijación de Precios en Barra.

Conforme lo señala la Norma “Compensación por Generación Adicional”, aprobada mediante Resolución OSINERGMIN N° 002-2009-OS/CD, y expedida en cumplimiento del Decreto de Urgencia N° 037-2008, el Cargo Unitario por Generación Adicional se publicará en la resolución que establezca los Precios en Barra.

Finalmente, la Norma “Procedimientos para Compensación de los Costos Variables Adicionales de los Retiros sin Contrato” aprobada con Resolución OSINERGMIN N° 001-2009-OS/CD, y en cumplimiento del Decreto de Urgencia N° 049-2008; comprende el Cargo Unitario por CVOA-CMg y el Cargo Unitario por CVOA-RSC, los cuales deben ser publicados en la resolución que establezca los Precios en Barra;

En aplicación de la función reguladora del OSINERGMIN, se procede a publicar la presente resolución que establece los Precios en Barra para el período mayo 2009 – abril 2010. Esta resolución cumple con fijar los distintos valores y precios que establece las normativas vigentes, y que son los siguientes:

- a) Los Precios en Barra y sus fórmulas de actualización tarifaria.
- b) El Precio Promedio de Energía a nivel Generación (PPEG) a que se refiere el Artículo 107° de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- c) El valor del Costo de Racionamiento según lo dispone el Artículo 52°, literal t), del Reglamento General de OSINERGMIN.
- d) El monto de la Remuneración Anual Garantizada que le corresponde percibir a la Empresa Red de Energía del Perú S.A.
- e) El Peaje por Conexión e Ingreso Tarifario Esperado para el Sistema Principal de Transmisión, conforme lo disponen los Artículos 136° y 137° de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- f) El cargo por Garantía por Red Principal del Proyecto Camisea.
- g) El Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro.
- h) El Cargo Unitario por Compensación por Transporte de Gas Natural para Generación Eléctrica.
- i) El Cargo Unitario por CVOA-CMg.
- j) El Cargo Unitario por CVOA-RSC.
- k) El Cargo Unitario por Generación Adicional.

Los valores y precios señalados se encuentran debidamente sustentados en los Informes Técnicos N° 0151-2009-GART y N° 0139-2009-GART y en el Informe Legal N° 0140-2009-GART.