
Proceso de Regulación de los Precios en Barra

Período mayo 2009 - abril 2010

Lima, setiembre de 2009

Resumen Ejecutivo

El presente informe se prepara en cumplimiento de las disposiciones¹ relacionadas con la obligación del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "OSINERGMIN") de dar a conocer, periódicamente, el proceso seguido para la determinación de las tarifas de electricidad. En este sentido, este informe contiene las premisas, cálculos y resultados obtenidos en el proceso de fijación de los Precios en Barra y sus fórmulas de reajuste correspondientes al período mayo 2009 - abril 2010, las cuales han sido establecidas por la Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD, publicada el 15 de abril de 2009, y modificadas por la Resolución OSINERGMIN N° 098-2009-OS/CD, publicada el 18 de junio de 2009.

Para la obtención de los resultados que se presentan más adelante, OSINERGMIN ha seguido el procedimiento administrativo establecido en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "Ley" ó "LCE"); en la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (en adelante "Ley 28832"), el Decreto Legislativo N° 1041 (en adelante "DL 1041"), el Decreto de Urgencia N° 037-2008 (en adelante "DU 037") y el Decreto de Urgencia N° 049-2008 (en adelante "DU 049"); en los reglamentos de estas; y, en el Texto Único Ordenado y Concordado de la Norma "Procedimiento para Fijación de Precios Regulados", aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 775-2007-OS/CD; así como, en los procedimientos que para efectos tarifarios ha aprobado OSINERGMIN.

El procedimiento administrativo se inició con la presentación de la propuesta tarifaria del Subcomité de Generadores y del Subcomité Transmisores del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional y culminó con las resoluciones de OSINERGMIN que resolvieron las

¹ Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, el Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía - OSINERG, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y sus modificatorias; Artículo 81° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y Artículo 162° de su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM y sus modificatorias.

impugnaciones contenidas en los recursos de reconsideración interpuestos contra la resolución que fijó los Precios en Barra.

A lo largo del proceso, OSINERGMIN ha atendido el mandato constitucional contenido en el Artículo 139°, numeral 3 de la Carta Magna², habiendo observado el debido proceso y, de esta forma, ha asegurado a los administrados el derecho a su justa defensa al poner a su disposición los medios necesarios y suficientes para ejercitarla.

Los Precios en Barra se conforman a partir de los precios básicos, definidos en el Artículo 47° de la LCE y Artículos 125° y 126° de su Reglamento, los mismos que están constituidos por los precios de potencia y energía en las barras de referencia, a partir de las cuales se expanden los precios mediante factores de pérdidas de potencia y factores nodales de energía, respectivamente.

La tarifa que es aplicable a los consumidores finales se compone de los Precios a Nivel Generación, los Peajes por Transmisión y el Valor Agregado de Distribución. Los Precios en Barra constituyen uno de los principales insumos para la determinación de los Precios a Nivel de Generación.

Proceso de Regulación Tarifaria

El Proceso de Regulación Tarifaria se inició el 14 de noviembre de 2008 con la presentación del “Estudio Técnico Económico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras para la Fijación Tarifaria de Mayo de 2009” y de la “Propuesta Tarifaria del Subcomité de Transmisores del COES-SINAC Regulación Tarifa en Barra Mayo de 2009 – Abril 2010”, preparados por el Subcomité de Generadores y por el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC, y remitidos a OSINERGMIN para su evaluación con cartas SGC-003-2008 y sin número, respectivamente.

OSINERGMIN, en cumplimiento del procedimiento para fijación de los Precios en Barra, convocó la realización de una Audiencia Pública para que los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES-SINAC expusieran el contenido y sustento de sus Estudios Técnico Económicos, la misma que se realizó el 28 de noviembre de 2008.

Seguidamente, OSINERGMIN presentó sus observaciones a los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES-SINAC, mediante oficios N° 0004-2009-GART y N° 0005-2009-GART, respectivamente. Al respecto, la LCE dispone (Artículo 52°³) que, absueltas las observaciones, o vencido el plazo

² **Artículo 139° (Constitución Política del Perú).**- Son principios y derechos de la función jurisdiccional:

...

3. La observancia del debido proceso y la tutela jurisdiccional.

Ninguna persona puede ser desviada de la jurisdicción predeterminada por la ley, ni sometida a procedimiento distinto de los previamente establecidos, ni juzgada por órganos jurisdiccionales de excepción ni por comisiones especiales creadas al efecto, cualquiera sea su denominación.

...

³ **Artículo 52° (LCE).**- 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.

sin que ello se realice, OSINERGMIN procederá a fijar y publicar los Precios en Barra y sus fórmulas de reajuste mensual.

Posteriormente, se efectuó la prepublicación del Proyecto de Resolución que fija los Precios en Barra y la relación de la información que la sustenta, la Audiencia Pública de fecha 08 de marzo de 2009 y la recepción de opiniones y sugerencias de los interesados respecto a la mencionada prepublicación, conforme a lo dispuesto en los literales g), h) e i) del Procedimiento para Fijación de Tarifas en Barra.

Con fecha 15 de abril de 2009, OSINERGMIN, en cumplimiento de lo establecido en el Artículo 43° de la LCE⁴, publicó la Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD (en adelante “la RESOLUCIÓN 053”), la misma que estableció los Precios en Barra para el período mayo 2009 – abril 2010.

Con fecha 06 de mayo de 2009, las empresas Edegel S.A.A. (en adelante “EDEGEL”), Enersur S.A. (en adelante “ENERSUR”) y Red de Energía del Perú S.A. (en adelante “REP”) interpusieron recursos de reconsideración contra la RESOLUCIÓN 053.

El Consejo Directivo de OSINERGMIN convocó a una tercera Audiencia Pública para que las instituciones, empresas y demás interesados que presentaron recursos de reconsideración contra la RESOLUCIÓN 053, pudieran exponer el sustento de sus respectivos recursos, la misma que se realizó el 19 de mayo de 2009.

Conforme al procedimiento de fijación de los Precios en Barra, los interesados debidamente legitimados tuvieron la oportunidad de presentar, hasta el 22 de mayo de 2009, opiniones y sugerencias sobre los recursos de reconsideración recibidos por OSINERGMIN. Dentro de dicho plazo, no se recibieron opiniones y sugerencias.

Los recursos de reconsideración fueron resueltos mediante las Resoluciones OSINERGMIN N° 092-2009-OS/CD, OSINERGMIN N° 093-2009-OS/CD, OSINERGMIN N° 094-2009-OS/CD, publicadas el 18 de junio de 2009.

Asimismo, como consecuencia de los recursos de reconsideración presentados y de revisiones posteriores efectuadas por OSINERGMIN, se

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.

⁴ **Artículo 43° (LCE).**- Estarán sujetos a regulación de precios:

a) La transferencia de potencia y energía entre generadores, los que serán determinados por el COES, de acuerdo a lo establecido en el artículo 14° de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

Esta regulación no regirá en el caso de contratos entre generadores por la parte que supere la potencia y energía firme del comprador.

b) Los retiros de potencia y energía en el COES que efectúen los Distribuidores y Usuarios Libres, los mismos que serán determinados de acuerdo a lo establecido en el artículo 14° de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

c) Las tarifas y compensaciones de Sistemas de Transmisión y Distribución.

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.

e) Las ventas a usuarios de Servicio Público de Electricidad.

determinó la necesidad de expedir la Resolución OSINERGMIN N° 097-2009-OS/CD de oficio (publicada el 18 de junio de 2009), la misma que consideró aquellos rubros que fueron aplicados por extensión a algunas empresas titulares de sistemas de transmisión y, otros que fueron subsanados por OSINERGMIN.

Finalmente, las modificaciones a la RESOLUCIÓN 053, debido a los resultados de los recursos de reconsideración, se consignaron mediante Resolución OSINERGMIN N° 098-2009-OS/CD, publicada el 18 de junio de 2009.

Aspectos Metodológicos

El Precio Básico de la Energía se determina utilizando el modelo matemático de optimización y simulación de la operación de sistemas eléctricos, denominado PERSEO.

El Precio Básico de la Potencia de Punta, de acuerdo con el mandato del Artículo 47°, literales e) y f) de la LCE, corresponde a los costos unitarios de inversión y costos fijos de operación de la unidad de generación más adecuada para suministrar potencia adicional durante las horas de máxima demanda anual, incluida su conexión al sistema de transmisión.

Los Precios en Barra se calculan agregando a los costos marginales de energía los cargos por la transmisión involucrada. Los cargos por el Sistema Principal de Transmisión se calcularon aplicando el método establecido en la Ley, que consiste en determinar el costo marginal de esta actividad y complementarlo con el peaje; definido éste como la diferencia entre el costo medio del sistema de transmisión y el costo marginal. Adicionalmente a esto, en el peaje se agregaron los cargos por Garantía por Red Principal y los cargos adicionales que ordenan los DL 1041⁵, DU 037⁶ y DU 049⁷. Los cargos de peaje secundario corresponden a los publicados en la Resolución OSINERG N° 065-2005-OS/CD, OSINERGMIN N° 054-2009-OS/CD y en sus modificatorias, debidamente actualizados.

Los precios (teóricos) determinados a través de los modelos de optimización y simulación fueron comparados con el promedio ponderado de los precios de las licitaciones de conformidad con lo dispuesto por la Ley 28832. La información de contratos de licitaciones fue suministrada por las empresas distribuidoras.

Con relación a los sistemas aislados, se revisaron los criterios y la metodología empleados para determinar las tarifas, tomando en cuenta lo siguiente: (i) Lo dispuesto en el Artículo 30° de la Ley 28832 en lo relacionado con la aplicación del Mecanismo de Compensación; (ii) la modificación del Artículo 124° del Reglamento de la LCE, en lo referente a precios de combustibles; (iii) la determinación, de acuerdo con la Ley 28832, de un precio único para el conjunto de sistemas aislados de una empresa, en condiciones de eficiencia; y (iv) el Monto Específico establecido mediante la

⁵ Compensación por transporte de gas natural y compensación por seguridad de suministro

⁶ Compensación por la Generación Adicional

⁷ Compensación por costos variables de operación adicionales al costos marginal (CVOA-CMg) y a los retiros sin contratos (CVOA-RSC)

Resolución Ministerial N° 117-2009-MEM/DM. Asimismo, se determinaron nuevos factores de actualización tarifaria, los cuales se unifican en un único conjunto para la potencia y energía.

Resumen de Resultados

Como resultado de la comparación del Precio en Barra, se tiene que éste no difiere en más del 10% del promedio ponderado de los precios de las licitaciones. Por tal motivo, no es necesario efectuar el reajuste en los precios teóricos para constituir los Precios en Barra definitivos. En consecuencia, los precios resultantes para la regulación de Precios en Barra de los Sistemas Aislados y del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante "SEIN") se resumen en los cuadros siguientes⁸:

Cuadro No. 1
SISTEMAS AISLADOS
PRECIOS EN BARRA – MONEDA NACIONAL

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

⁸ En el caso del SEIN, los peajes del Sistema Secundario de Transmisión son los publicados en las Resoluciones OSINERG N° 065-2005-OS/CD, OSINERGMIN N° 054-2009-OS/CD, y en sus modificatorias, actualizados al 31 de marzo de 2009.

En el caso de los sistemas aislados, los precios son referenciales y no tienen aplicación práctica para las ventas de generador a distribuidor en dichos sistemas; ni a aquellas que son trasladadas a los consumidores finales. Los precios que se trasladan a los consumidores finales son los Precios en Barra Efectivos resultantes de la aplicación del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados.

Cuadro No. 2

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
FIJACION DE TARIFAS : MAYO 2009
PRECIOS EN BARRA - MONEDA NACIONAL

subestaciones base	Tensión kV	PPM S/KW-mes	PCSPT S/KW-mes	PPB S/KW-mes	CPSEE ctm.S/KWh	PEMP ctm.S/KWh	PEMF ctm.S/KWh
Zorritos	220	17,94	14,28	32,22	0,00	12,37	10,57
Talara	220	17,91	14,28	32,19	0,00	12,33	10,55
Piura Oeste	220	17,95	14,28	32,23	0,00	12,30	10,81
Chiclayo Oeste	220	17,86	14,28	32,14	0,00	12,51	10,62
Carhuaquero	220	17,75	14,28	32,03	0,00	12,32	10,49
Guadalupe	220	17,86	14,28	32,14	0,00	12,48	10,58
Guadalupe	60	17,85	14,28	32,13	0,00	12,52	10,60
Cajamarca	220	17,86	14,28	32,14	0,00	12,45	10,54
Trujillo Norte	220	17,82	14,28	32,10	0,00	12,34	10,45
Chimbote 1	220	17,71	14,28	31,99	0,00	12,08	10,25
Chimbote 1	138	17,70	14,28	31,98	0,00	12,06	10,24
Paramonga Nueva	220	17,73	14,28	32,01	0,00	11,74	9,88
Paramonga Nueva	138	17,73	14,28	32,01	0,00	11,72	9,88
Paramonga Existente	138	17,71	14,28	31,99	0,17	11,69	9,88
Huacho	220	17,75	14,28	32,03	0,00	11,68	9,82
Zapallal	220	17,75	14,28	32,03	0,00	11,60	9,70
Ventanilla	220	17,76	14,28	32,04	0,00	11,59	9,68
Lima (1)	220	17,81	14,28	32,09	0,00	11,64	9,71
Cantera	220	17,77	14,28	32,05	0,00	11,48	9,64
Chilca	220	17,76	14,28	32,04	0,00	11,47	9,62
Independencia	220	17,76	14,28	32,04	0,00	11,54	9,72
Ica	220	17,86	14,28	32,14	0,16	11,69	9,84
Marcona	220	18,11	14,28	32,39	0,82	11,94	10,04
Mantaro	220	17,53	14,28	31,81	0,00	11,32	9,49
Huayucachi	220	17,60	14,28	31,88	0,00	11,42	9,56
Pachachaca	220	17,64	14,28	31,92	0,00	11,43	9,58
Huancavelica	220	17,59	14,28	31,87	0,00	11,39	9,55
Callahuanca	220	17,69	14,28	31,97	0,00	11,49	9,62
Cajamarquilla	220	17,77	14,28	32,05	0,07	11,58	9,69
Huallanca	138	17,35	14,28	31,63	0,00	11,62	9,96
Vizcarra	220	17,73	14,28	32,01	0,00	11,51	9,68
Tingo Maria	220	17,65	14,28	31,93	0,00	11,21	9,43
Aguaytia	220	17,60	14,28	31,88	0,00	11,08	9,31
Aguaytia	138	17,62	14,28	31,90	0,00	11,11	9,32
Aguaytia	22,9	17,62	14,28	31,90	0,00	11,09	9,32
Pucallpa	138	17,79	14,28	32,07	0,00	11,35	9,46
Pucallpa	60	17,90	14,28	32,18	1,96	11,37	9,47
Aucayacu	138	17,61	14,28	31,89	0,00	11,21	9,43
Tocache	138	17,61	14,28	31,89	0,00	11,32	9,50
Tingo Maria	138	17,64	14,28	31,92	0,00	11,16	9,40
Huánuco	138	17,70	14,28	31,98	0,00	11,44	9,51
Paragsha II	138	17,68	14,28	31,96	0,09	11,40	9,60
Paragsha	220	17,65	14,28	31,93	0,00	11,40	9,59
Yaupi	138	17,48	14,28	31,76	0,00	11,22	9,46
Yuncan	138	17,53	14,28	31,81	0,00	11,22	9,46
Yuncan	220	17,53	14,28	31,81	0,00	11,26	9,48
Oroya Nueva	220	17,64	14,28	31,92	0,09	11,44	9,59
Oroya Nueva	138	17,69	14,28	31,97	0,00	11,42	9,66
Oroya Nueva	50	17,66	14,28	31,94	0,00	11,53	9,65
Carhuamayo	138	17,71	14,28	31,99	0,09	11,48	9,61
Carhuamayo Nueva	220	17,59	14,28	31,87	0,09	11,33	9,54
Carpa	138	17,71	14,28	31,99	0,62	11,51	9,69
Desierto	220	17,85	14,28	32,13	0,00	11,53	9,68
Condorcocha	138	17,73	14,28	32,01	0,00	11,53	9,70
Condorcocha	44	17,77	14,28	32,05	0,00	11,53	9,70
Machupicchu	138	17,52	14,28	31,80	0,00	12,14	9,72
Cachimayo	138	17,83	14,28	32,11	0,00	12,51	10,03
Cusco (2)	138	17,80	14,28	32,08	0,00	12,52	10,02
Corbapata	138	17,91	14,28	32,19	0,00	12,58	10,20
Tintaya	138	17,99	14,28	32,27	0,00	12,59	10,39
Ayawi	138	17,81	14,28	32,09	0,00	12,37	10,24
Azángaro	138	17,71	14,28	31,99	0,00	12,24	10,12
San Gaban	138	17,29	14,28	31,57	0,00	12,31	10,17
Juliac	138	17,98	14,28	32,26	0,00	12,57	10,40
Puno	138	18,07	14,28	32,35	0,00	12,71	10,51
Puno	220	18,08	14,28	32,36	0,00	12,70	10,53
Callalli	138	18,02	14,28	32,30	0,00	12,63	10,48
Sanluario	138	18,02	14,28	32,30	0,00	12,51	10,43
Arequipa (3)	138	18,08	14,28	32,36	0,12	12,58	10,48
Socabaya	220	18,08	14,28	32,36	0,00	12,57	10,47
Cerro Verde	138	18,11	14,28	32,39	0,00	12,24	10,12
Repartición	138	18,14	14,28	32,42	0,00	12,66	10,53
Mollendo	138	18,18	14,28	32,46	0,00	12,69	10,54
Montalvo	220	18,13	14,28	32,41	0,46	12,74	10,62
Montalvo	138	18,13	14,28	32,41	0,46	12,75	10,63
Ilo ELP	138	18,21	14,28	32,49	0,46	12,86	10,74
Botiflaca	138	18,21	14,28	32,49	0,46	12,85	10,70
Toquepala	138	18,22	14,28	32,50	0,46	12,83	10,74
Aricota	138	18,20	14,28	32,48	0,00	12,73	10,72
Aricota	66	18,18	14,28	32,46	0,00	12,69	10,71
Tacna (Los Héroes)	220	18,18	14,28	32,46	0,00	12,81	10,67
Tacna (Los Héroes)	66	18,28	14,28	32,56	0,54	12,88	10,70

Nota:

(1): Constituida por las Subestaciones Base Chavarría 220 kV, Santa Rosa 220 kV, San Juan 220 kV.

(2): Constituida por las Subestaciones Base Dolorespala 138 kV y Quencoro 138 kV.

(3): Constituida por las Subestaciones Base Socabaya 138 kV y Chalina 138 kV.

INDICE

1. PROCESO DE REGULACIÓN TARIFARIA	6
1.1. PROPUESTA DE LOS SUBCOMITÉS DE GENERADORES Y TRANSMISORES DEL COES-SINAC	6
1.2. PRIMERA AUDIENCIA PÚBLICA	7
1.3. OBSERVACIONES A LAS PROPUESTAS DE LOS SUBCOMITÉS DE GENERADORES Y TRANSMISORES DEL COES-SINAC	7
1.4. ABSOLUCIÓN DE LAS OBSERVACIONES	8
1.5. PREPUBLICACIÓN DE PRECIOS EN BARRA	8
1.6. SEGUNDA AUDIENCIA PÚBLICA	9
1.7. OPINIONES Y SUGERENCIAS DE LOS INTERESADOS	9
1.8. FIJACIÓN DE PRECIOS EN BARRA	10
1.9. RECURSOS DE RECONSIDERACIÓN	10
1.10. TERCERA AUDIENCIA PÚBLICA	11
1.11. PRECIOS EN BARRA DEFINITIVOS	11
2. PRECIOS BÁSICOS DE POTENCIA Y ENERGÍA	12
2.1. PROCEDIMIENTOS DE CÁLCULO	13
2.1.1. Precio Básico de la Energía	13
2.1.2. Precio Básico de la Potencia	15
2.2. PREMISAS Y RESULTADOS	15
2.2.1. Previsión de Demanda	15
2.2.2. Programa de Obras	17
2.2.3. Costos Variables de Operación (CVT)	22
2.2.3.1. Precios de los Combustibles líquidos	22
2.2.3.2. Precio del Gas Natural	24
2.2.3.3. Precio del Carbón	25
2.2.3.4. Otros costos en el precio de los combustibles líquidos	25
2.2.4. Canon del Agua	28
2.2.5. Costo de Racionamiento	28
2.2.6. Curvas de Oferta del SEIN	28
2.2.7. Precio Básico de la Energía	29
2.2.8. Precio Básico de la Potencia	29
3. CARGOS POR TRANSMISIÓN	31
3.1. SISTEMA GARANTIZADO DE TRANSMISIÓN	31
3.2. SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN	31
3.3. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO (VNR)	34
3.3.1. Instalaciones de Transmisión y Transformación	34
3.3.1.1. Red de Energía del Perú S.A. (REP)	34
3.3.1.2. San Gabán Transmisión (San Gabán)	35
3.3.1.3. Eteselva S.R.L. (Eteselva)	35
3.3.1.4. Compañía Minera Antamina (Antamina)	35
3.3.1.5. Consorcio Transmantaro (Transmantaro)	36
3.3.1.6. Red Eléctrica del Sur S.A. (Redesur)	36

3.3.1.7.	Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A. (ISA).....	36
3.4.	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (COYM)	38
3.5.	FACTORES NODALES DE ENERGÍA Y FACTORES DE PÉRDIDAS DE POTENCIA	39
3.6.	INGRESO TARIFARIO	41
3.6.1.	Ingreso Tarifario de Enlaces Internacionales	41
3.6.2.	Ingreso Tarifario de Enlaces Nacionales.....	41
3.7.	PEAJE POR CONEXIÓN AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN	42
3.7.1.	Liquidación de contratos BOOT.....	43
3.7.1.1.	Liquidación de Transmanto	43
3.7.1.2.	Liquidación Anual de Redesur.....	44
3.7.1.3.	Liquidación de ISA.....	45
3.7.1.4.	Liquidación de REP	46
3.7.1.5.	Determinación y Asignación de la RAG y la RAA.....	47
3.7.2.	Compensación Tarifaria.....	48
3.7.3.	Cargo Unitario por Generación Adicional	48
3.7.4.	Cargo Unitario por Seguridad de Suministro.....	48
3.7.5.	Cargo Unitario por Costos Variables Adicionales respecto del Costo Marginal (CVOA-CMg)	49
3.7.6.	Cargo Unitario por Costos Variables Adicionales por Retiros sin Contrato (CVOA-RSC).....	49
3.7.7.	Determinación del Peaje por Conexión	49
4.	PRECIOS EN BARRA EN SUBESTACIONES BASE	51
4.1.	PRECIOS TEÓRICOS	51
4.2.	COMPARACIÓN DE LOS PRECIOS TEÓRICOS CON EL PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE LAS LICITACIONES	54
4.3.	PRECIOS EN BARRA.....	55
5.	SISTEMAS AISLADOS.....	58
5.1.	MARCO DE REFERENCIA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS EN BARRA.....	58
5.2.	CRITERIOS GENERALES	59
5.3.	SISTEMAS AISLADOS TÍPICOS.....	59
5.3.1.	Aislado Típico A.....	59
5.3.2.	Aislado Típico B	59
5.3.3.	Aislado Típico E	59
5.3.4.	Aislado Típico F	59
5.3.5.	Aislado Típico G.....	59
5.3.6.	Aislado Típico H.....	59
5.3.7.	Aislado Típico I	59
5.3.8.	Aislado Típico J.....	59
5.3.9.	Precios por Sistema Aislado Típico	59
5.4.	PRECIOS EN BARRA DE SISTEMAS AISLADOS	59
5.5.	MECANISMO DE COMPENSACIÓN PARA SISTEMAS AISLADOS.....	59
6.	ACTUALIZACIÓN DE PRECIOS	59
6.1.	SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL	59
6.1.1.	Actualización del Precio de la Energía	59
6.1.2.	Actualización del Precio de la Potencia.....	59

6.2.	SISTEMAS AISLADOS	59
6.2.1.	Actualización del Precio en Barra.....	59
6.2.2.	Actualización del Precio en Barra Efectivo.....	59
7.	REFERENCIAS	59

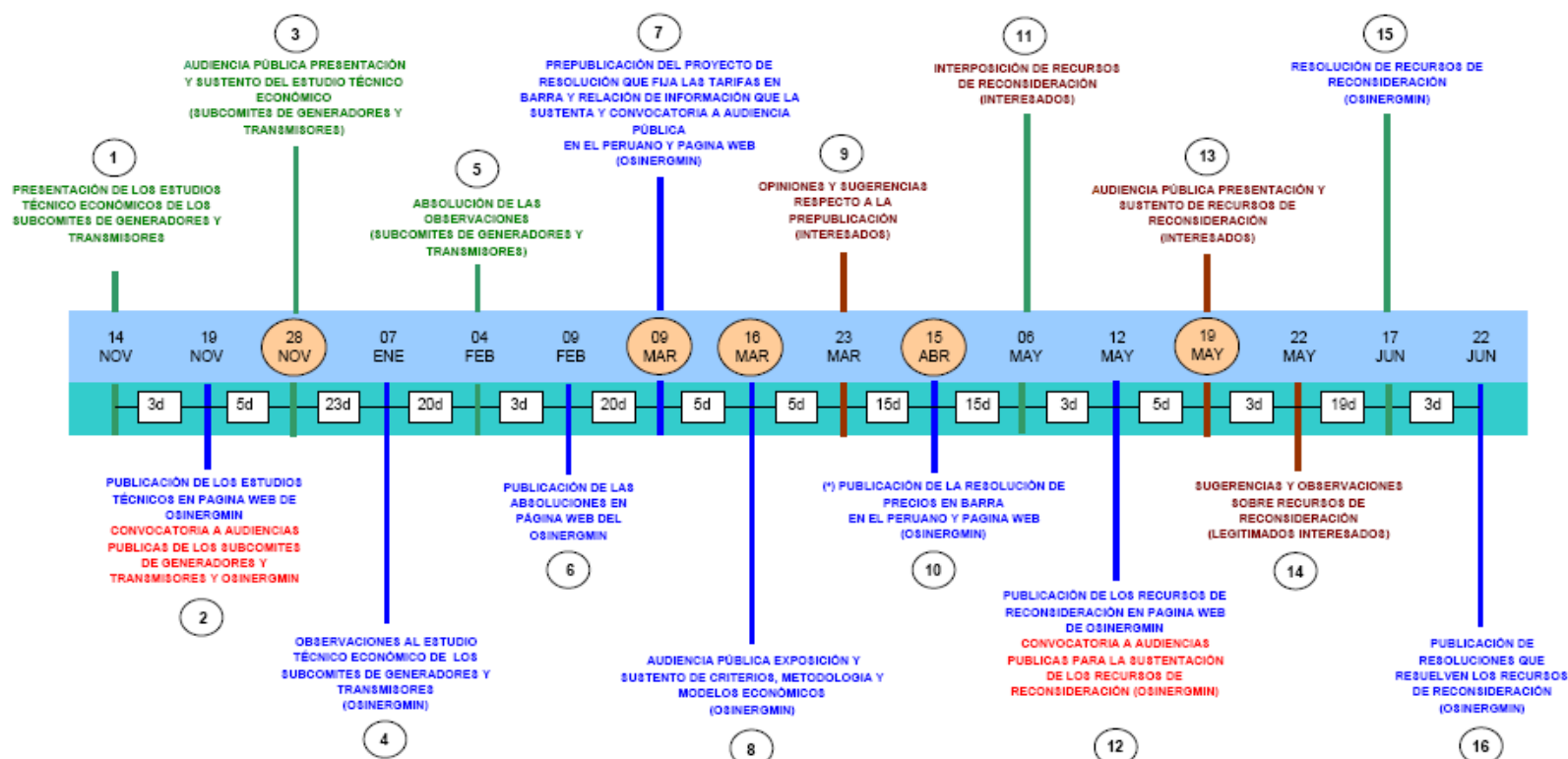
1. Proceso de Regulación Tarifaria

El proceso de Fijación de Precios en Barra se realizó de conformidad con lo establecido en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM; y la Ley 28832 y sus reglamentos. OSINERGMIN, en aplicación de la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, incluyó, dentro del proceso de regulación de las tarifas de generación, transmisión y distribución, la prepublicación del proyecto de resolución que fija la tarifa; así como, la realización de audiencias públicas. En el Esquema No. 1.1 se resume la secuencia de actividades del proceso para la Fijación de Precios en Barra. Las fechas indicadas corresponden al plazo límite de cada una de las etapas que involucran el proceso de fijación de precios.

La secuencia de actividades a que se refiere el cronograma mostrado en el mencionado esquema fueron incluidas en estricto cumplimiento de las disposiciones legales vigentes y, a través de ellas, se estableció un ambiente abierto de participación donde pudieron expresarse las opiniones de la ciudadanía y de los interesados en general, a fin de que éstas pudieran ser consideradas por el regulador antes que adoptase su decisión final sobre la fijación de Precios en Barra.

Esquema No. 1.1

PROCESO DE FIJACIÓN DE PRECIOS EN BARRA MAYO 2009 - ABRIL 2010



F4-GART-DGT-PE-01
Rev: 04

Fecha de Actualización: 19/05/2009

1.1. Propuesta de los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES-SINAC

El Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (en adelante "COES-SINAC") es un organismo técnico cuya finalidad es coordinar la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. El órgano supremo del COES-SINAC es la Asamblea, integrada por los Agentes del SEIN, agrupados en cuatro subcomités: uno de Generadores, uno de Distribuidores, uno de Transmisores y uno de Usuarios Libres.

De acuerdo con lo dispuesto por el Artículo 51° de la Ley de Concesiones Eléctricas⁹, y por el Texto Único Ordenado y Concordado de la Norma "Procedimiento para Fijación de Precios Regulados", aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 775-2007-OS/CD, el proceso de regulación tarifaria se inició con la presentación, efectuada por los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES-SINAC el 14 de noviembre de 2008, del *"Estudio Técnico Económico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras para la Fijación Tarifaria de Mayo de 2009"* y de la *"Propuesta Tarifaria del Subcomité de Transmisores del COES Regulación Tarifa en Barra Mayo de 2009 – Abril 2010"*.

En el siguiente cuadro se resumen, en términos económicos, las propuestas tarifarias:

⁹ **Artículo 51°.-** Antes del 15 de enero de cada año, el Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores, en la actividad que les corresponda, presentarán al OSINERG los correspondientes estudios técnico-económicos de las propuestas de Precios en Barra, que expliciten y justifiquen, entre otros aspectos, los siguientes:

- a) La demanda de potencia y energía del sistema eléctrico para el período de estudio;
- b) El programa de obras de generación y transmisión;
- c) Los costos de combustibles, Costo de Racionamiento considerado y otros costos variables de operación pertinentes;
- d) La Tasa de Actualización utilizada en los cálculos;
- e) Los costos marginales;
- f) Precios Básicos de la Potencia de Punta y de la Energía;
- g) Los factores nodales de energía;
- h) El Costo Total de Transmisión considerado;
- i) Los valores resultantes para los Precios en Barra; y,
- j) La fórmula de reajuste propuesta; y,

Asimismo el Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores, deberán entregar al COES toda la información relevante para los cálculos tarifarios, para ser puestos a disposición de los interesados que lo soliciten.

Para la aplicación del presente artículo OSINERG definirá los procedimientos necesarios.

Cuadro No. 1.1

TARIFAS	Unidades	Vigente al 04 Nov 2008	Propuesta Subcomités COES	Incremento Propuesto
Precio Promedio de la Energía (*)	ctm S/./kWh	11,02	16,09	46,0%
Precio de la Potencia	S/./kW-mes	14,50	17,36	19,8%
Peaje por Conexión	S/./kW-mes	5,02	3,86	-23,1%

(*) El precio promedio de energía resulta de considerar una participación en Horas Punta de 24,65%

(**) Se considera un Factor de Carga = 58,33% para hallar el equivalente de los cargos por kW-mes"

1.2. Primera Audiencia Pública

De acuerdo con lo establecido en el Procedimiento para Fijación de Tarifas en Barra, el Consejo Directivo de OSINERGMIN convocó a una primera Audiencia Pública para el 28 de noviembre de 2008, con el objeto de que los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES-SINAC expongan su propuesta de tarifas de generación y transmisión para la regulación tarifaria del periodo mayo 2009 – abril 2010.

En concordancia con lo anterior, se dispuso previamente la publicación, en la página Web de OSINERGMIN, de las propuestas de tarifas recibidas con el propósito que los agentes del mercado e interesados tuvieran acceso a los estudios mencionados y contaran con la información necesaria que les permitiera expresar sus observaciones y/o comentarios durante la realización de la Audiencia Pública.

De esta forma, se buscó lograr la participación de los diversos agentes (empresas concesionarias, asociaciones de usuarios, usuarios individuales, etc.) en el proceso de toma de decisiones, dentro de un entorno de mayor transparencia, conforme a los principios y normas contenidas en la Ley Marco de los Organismos Reguladores del Estado y la Ley del Procedimiento Administrativo General.

1.3. Observaciones a las Propuestas de los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES-SINAC

Con fecha 07 de enero de 2009, OSINERGMIN a través de los Informes N° 0008-2009-GART y N° 0009-2009-GART, comunicó por escrito sus observaciones, debidamente fundamentadas, a las propuestas presentadas por los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES-SINAC.

Inmediatamente después de remitido el informe de observaciones, se procedió a la publicación de los mismos en la página Web de OSINERGMIN.

1.4. Absolución de las Observaciones

El 04 de febrero de 2009, el los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES-SINAC remitieron sus respuestas a las observaciones efectuadas por OSINERGMIN y presentaron sus informes con los resultados modificados de sus estudios.

En el siguiente cuadro se resumen las propuestas después de la absolución de las observaciones.

Cuadro No. 1.2

TARIFAS	Unidades	Vigente al 04 Feb 2009	Propuesta Subcomités COES	Incremento Propuesto
Precio Promedio de la Energía (*)	ctm S/./kWh	10,12	12,81	26,6%
Precio de la Potencia	S/./kW-mes	15,09	17,67	17,1%
Peaje por Conexión	S/./kW-mes	5,26	5,31	1,0%

(*) El precio promedio de energía resulta de considerar una participación en Horas Punta de 24,65%

(**) Se considera un Factor de Carga = 58,33% para hallar el equivalente de los cargos por kW-mes"

De acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 122° del Reglamento¹⁰, en el caso de las observaciones que no fueron absueltas a satisfacción de OSINERGMIN, corresponde a este organismo, de acuerdo con el análisis que se indica más adelante, establecer los valores correspondientes y fijar las tarifas dentro de los márgenes que se señalan en la Ley.

1.5. Prepublicación de Precios en Barra

OSINERGMIN evaluó las premisas y cálculos efectuados por los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES-SINAC tanto en sus propuestas iniciales como en los informes remitidos en respuesta a las observaciones formuladas a sus propuestas para la fijación de los Precios en Barra del periodo mayo 2009 – abril 2010. A raíz del análisis que se indica, se elaboraron los Informes técnicos N° 0091-2009-GART y N° 0093-2009-GART y el informe legal N° 0092-2009-GART que contienen el resultado de los estudios realizados.

El siguiente cuadro resume los precios prepublicados por OSINERGMIN después del análisis efectuado:

¹⁰ **Artículo 122°.-** En los casos en que la Comisión haya presentado observaciones a los estudios de costos presentados por el COES o los concesionarios para la fijación tarifaria, y éstas no hayan sido absueltas a satisfacción de la Comisión, corresponderá a la Comisión establecer los valores finales y fijar las tarifas dentro de los márgenes que señalan los Artículos 53° y 71° de la Ley.

Cuadro No. 1.3

TARIFAS	Unidades	Vigente al 04 Feb 2009	OSINERGMIN	Variación
Precio Promedio de la Energía (*)	ctm S./kWh	10,12	10,15	0,3%
Precio de la Potencia	S./kW-mes	15,09	17,82	18,1%
Peaje por Conexión (**)	S./kW-mes	5,86	12,15	107,3%

(*) El precio promedio de energía resulta de considerar una participación en Horas Punta de 24,65%

(**) Incluye los cargos adicionales por DL 1041, DU 037-2008 y DU 049-2008

De acuerdo con lo señalado en el literal “g” del Anexo A de la norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados”, con un mínimo de 15 días hábiles de anticipación a la publicación de la resolución que fije los Precios en Barra, OSINERGMIN publicó el día 08 de marzo de 2009 en el diario oficial El Peruano y en su página Web el Proyecto de Resolución que fija los Precios en Barra y la relación de información que la sustenta.

1.6. Segunda Audiencia Pública

El Consejo Directivo de OSINERGMIN dispuso la realización de una segunda audiencia pública, la misma que se llevó a cabo el 16 de marzo de 2009, en la cual la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERGMIN expuso los criterios, metodología y modelos económicos utilizados en la regulación tarifaria, así como el sustento del proyecto de resolución que fija los Precios en Barra para el período mayo 2009 - abril 2010.

La realización de esta audiencia pública se produjo de manera descentralizada y simultáneamente en tres ciudades del país: Cusco, Lima y Piura; a través, de un sistema de multivideoconferencia.

En esta audiencia pública, los consumidores, las empresas concesionarias, las asociaciones de usuarios y demás personas interesadas en la regulación de los Precios en Barra pudieron dar a conocer sus puntos de vista sobre el procedimiento en ejecución y su resultado tarifario.

Con relación a las opiniones y comentarios vertidos durante dicha audiencia, los mismos fueron respondidos en dicha oportunidad y se encuentran registrados (grabados y filmados) de conformidad con lo dispuesto por el numeral 9 de las Directivas que rigen la realización de las Audiencias.

1.7. Opiniones y Sugerencias de los Interesados

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.

El análisis de dichas opiniones y sugerencias se realizó en el Anexo Q del Informe N° 0151-2009-GART, a excepción del caso de Transportadora de Gas del Perú, cuyo análisis se encuentra en el Informe N° 0139-2009-GART; ambos informes fueron considerados como sustento de la RESOLUCIÓN 053.

1.8. Fijación de Precios en Barra

OSINERGMIN evaluó las premisas y cálculos efectuados por los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES-SINAC, tanto en su estudio inicial como en el informe remitido en respuesta a las observaciones formuladas a sus estudios de Precios en Barra. Asimismo, tomó en cuenta las opiniones y sugerencias recibidas de los interesados respecto del proyecto de resolución que fijaba los Precios en Barra para el periodo mayo 2009 - abril 2010. A raíz del análisis indicado se elaboró el Informe N° 0151-2009-GART que contiene el resultado de los estudios realizados.

El siguiente cuadro resume los precios determinados por OSINERGMIN después del análisis efectuado, y contenidos en la RESOLUCIÓN 053:

Cuadro No. 1.4

TARIFAS	Unidades	Vigente al 31 Mar 2009	OSINERGMIN	Variación
Precio Promedio de la Energía (*)	ctm S/./kWh	10,78	10,19	-5,5%
Precio de la Potencia	S/./kW-mes	15,56	17,81	14,5%
Peaje por Conexión (**)	S/./kW-mes	6,14	14,31	133,1%
Precio Promedio Total (***)	ctm S/./kWh	15,95	17,83	11,8%

(*) El precio promedio de energía resulta de considerar una participación en Horas Punta de 24,65%

(**) Incluye los cargos adicionales por DL 1041, DU 037-2008 y DU 049-2008

La RESOLUCIÓN 053 se publicó en el diario oficial El Peruano el 15 de abril de 2009. Complementariamente se consignaron, conjuntamente con la RESOLUCIÓN 053, los Informes N° 0151-2009-GART, N° 0139-2009-GART y N° 0140-2009-GART, en la página Web de OSINERGMIN.

1.9. Recursos de Reconsideración

De acuerdo con lo dispuesto por el numeral 5 del Artículo 3° de la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, y el ítem k) del Anexo A de la Resolución OSINERG N° 0001-2003-OS/CD y modificatorias, los interesados podrán interponer Recurso de Reconsideración contra las resoluciones que expida OSINERGMIN.

EDEGEL, ENERSUR y REP presentaron recursos de reconsideración contra la RESOLUCIÓN 053, el 06 de mayo de 2009, dentro del plazo especificado según la normativa vigente.

1.10. Tercera Audiencia Pública

El Consejo Directivo de OSINERGMIN convocó a una tercera audiencia pública para el 19 de mayo de 2009 con la finalidad que las personas que interpusieron recursos de reconsideración contra la RESOLUCIÓN 053 pudieran presentar el sustento de sus respectivas reconsideraciones.

Asimismo, OSINERGMIN dispuso la publicación, en la página Web de OSINERGMIN, de los recursos de reconsideración recibidos dentro de los plazos, con el propósito de que los agentes del mercado e interesados tuvieran acceso a los mismos y contaran con la información necesaria que les permitiera expresar sus observaciones y/o comentarios relacionados con dichas reconsideraciones, no habiéndose recibido opinión.

1.11. Precios en Barra Definitivos

OSINERGMIN evaluó los recursos de reconsideración presentados y elaboró los Informes Técnicos N° 0236-2009-GART, N° 0242-2009-GART, N° 0243-2009-GART, N° 0245-2009-GART, N° 0247-2009-GART; así como los Informes Legales N° 0232-2009-GART, N° 0235-2009-GART, N° 0241-2009-GART, N° 0246-2009-GART; los mismos que contienen el resultado de los análisis realizados tomando en cuenta toda la información obtenida en la revisión de los recursos interpuestos.

Como resultado de la revisión de los informes se dispuso mediante resoluciones del Consejo Directivo de OSINERGMIN modificar los Precios en Barra, modificación que se consignó mediante la Resolución OSINERGMIN N° 098-2009-OS/CD.

El siguiente cuadro resume los precios determinados por OSINERGMIN como tarifas definitivas:

Cuadro No. 1.5
Precios en Barra luego de Reconsideraciones (OSINERGMIN)

TARIFAS	Unidades	Vigente al 31 Mar 2009	Recurso de Reconsideración	Variación
Precio Promedio de la Energía (*)	ctm S/./kWh	10,78	10,19	-5,5%
Precio de la Potencia	S/./kW-mes	15,56	17,81	14,4%
Peaje por Conexión (**)	S/./kW-mes	6,14	14,28	132,6%
Precio Promedio Total (**)	ctm S/./kWh	15,95	17,83	11,8%

(*) El precio promedio de energía resulta de considerar una participación en Horas Punta de 24,65%

(**) Incluye los cargos adicionales por DL 1041, DU 037-2008 y DU 049-2008

2. Precios Básicos de Potencia y Energía

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) se extiende desde Tacna por el sur hasta Tumbes por el norte, y enlaza la mayor parte de ciudades del país.

Para el período de regulación mayo 2009 – abril 2010 se destaca lo siguiente:

- El ingreso a partir de noviembre de 2009 de la C.H. Platanal (220 MW).
- El ingreso a partir de julio de 2009 de la unidad TG2 de la C.T. Kallpa (192 MW) y, a partir de octubre de 2009 de la unidad TG3 de la C.T. Chilca 1 (193 MW).
- El ingreso de la TG de la CT Santa Rosa (186 MW) para el mes de enero 2010 y de la TG de la CT Las Flores (192 MW) para el mes de marzo 2010.
- No se considera, debido a problemas en el suministro de gas natural, a los proyectos de las centrales termoeléctricas de Fénix y Termochilca. Asimismo, tampoco se considera la C.T. San Nicolás II debido a los retrasos que presenta en su desarrollo, por lo cual ingresaría en los primeros meses del año 2012.
- La interconexión al SEIN de los Sistemas Aislados:
 - o Bagua-Jaén en junio 2009.
 - o Tarapoto-Moyobamba-Bellavista en enero 2010.
- El sistema aislado de Puerto Maldonado se considera interconectado al sistema a partir del 15 de febrero 2009.

En las secciones que siguen se explican los procedimientos y resultados obtenidos en el proceso de determinación de los Precios en Barra para el período mayo 2009 - abril 2010.

2.1. Procedimientos de Cálculo

Esta sección describe los procedimientos generales y modelos empleados para el cálculo de los precios básicos en el SEIN.

2.1.1. Precio Básico de la Energía

El Precio Básico de la Energía, cuyos criterios y procedimientos de determinación se encuentran establecidos en el Reglamento de la LCE, se calculó a partir de los costos marginales esperados en el sistema de generación para los 36 meses del período de análisis de acuerdo con lo dispuesto en los Artículos 47° al 50° de la LCE¹¹, así como lo dispuesto por el Artículo 1° del DU 049¹² para el horizonte comprendido entre el 01 de enero

¹¹ **Artículo 47°.-** Para la fijación de Tarifas en Barra, cada COES efectuará los cálculos correspondientes en la siguiente forma:

- a) Proyectará la demanda para los próximos veinticuatro (24) meses y determinará un programa de obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación en dicho período.

La proyección a que se refiere el párrafo precedente considerará como una constante la oferta y demanda extranjeras sobre la base de datos históricos de las transacciones del último año. El Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE) establecerá el procedimiento correspondiente.

- b) Determinará el programa de operación que minimice la suma del costo actualizado de operación y el costo de racionamiento para el período de estudio, tomando en cuenta: las series hidrológicas históricas, los embalses, los costos de combustible, así como la Tasa de Actualización a que se refiere el artículo 79° de la presente Ley.

El período de estudio comprenderá la proyección de veinticuatro (24) meses a que se refiere el inciso a) precedente y los doce (12) meses anteriores al 31 de marzo de cada año. Respecto de estos últimos se considerará la demanda y el programa de obras históricos.

- c) Calculará los Costos Marginales de Corto Plazo esperados de energía del sistema, para los Bloques Horarios que establece la Comisión de Tarifas de Energía, correspondiente al programa de operación a que se refiere el acápite anterior.
- d) Determinará el Precio Básico de la Energía por Bloques Horarios para el período de estudio, como un promedio ponderado de los costos marginales antes calculados y la demanda, debidamente actualizados al 31 de marzo del año correspondiente.
- e) Determinará el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico y calculará la anualidad de la inversión con la Tasa de Actualización correspondiente fijada en el artículo 79 de la presente Ley.
- f) Determinará el precio básico de la potencia de punta, según el procedimiento que se establezca en el Reglamento, considerando como límite superior la anualidad obtenida en el inciso anterior.

En caso de que la reserva del sistema sea insuficiente se considerará para este fin un margen adicional, al precio establecido en el párrafo precedente.

- g) Calculará para cada una de las barras del sistema los factores nodales de energía de acuerdo a lo señalado en el artículo 48°. El factor nodal será igual a 1,00 en 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.

Artículo 48°.- Los factores nodales de energía se calcularán considerando las pérdidas marginales y la capacidad del sistema de transmisión..

Artículo 49°.- En las barras del Sistema Secundario de Transmisión el precio incluirá el correspondiente peaje de dicho sistema.

Artículo 50°.- Todos los costos que se utilicen en los cálculos indicados en el artículo 47° deberán ser expresados a precios vigentes del mes de marzo del año de la fijación.

¹² **Artículo 1°.- Costos Marginales de Corto Plazo**

Para efectos del despacho económico a que se refiere el marco regulatorio de electricidad, se seguirán los siguientes criterios:

de 2009 y el 31 de diciembre de 2011. Dichos costos marginales se determinan a partir del programa de operación que minimice la suma del costo actualizado de operación y el costo de racionamiento para el período de estudio, tomando en cuenta: las series hidrológicas históricas, los embalses, los costos de combustible, así como la Tasa de Actualización a que se refiere el Artículo 79° de la LCE.

Dicho programa de operación se obtiene haciendo uso del modelo PERSEO. Este modelo de despacho de energía multinodal, permite calcular los costos marginales optimizando la operación del sistema hidrotérmico con múltiples embalses en etapas mensuales; utiliza programación lineal para determinar la estrategia óptima de operación ante diferentes escenarios de hidrología. Los costos marginales se determinan como el promedio de las variables duales asociadas a la restricción de cobertura de la demanda (2008-2011) para cada uno de los escenarios hidrológicos.

Para representar el comportamiento de la hidrología, el modelo PERSEO utiliza los caudales históricos naturalizados registrados en los diferentes puntos de interés. Para la fijación de los Precios en Barra del período mayo 2009 – abril 2010 se utilizaron los datos de caudales naturales de los últimos 43 años, con información histórica, hasta el año 2007.

La representación de la demanda del sistema se realizó para cada barra, en diagramas de carga mensual de tres bloques, para cada uno de los 36 meses del período de estudio. En consecuencia, los costos marginales esperados se calcularon para cada uno de los bloques de la demanda (punta, media y base). A partir de dichos costos marginales, para fines tarifarios, el costo de la energía se resumió en sólo dos períodos: punta y fuera de punta (para el período fuera de punta se consideraron los bloques de media y base).

En el caso del mantenimiento, se corrigió el programa de mantenimiento mayor de las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas propuesto por el COES-SINAC. Asimismo, se consideró una reducción permanente de 30 MW en la potencia efectiva de la C.H. Huinco y de 15 MW en la potencia efectiva de la C.H. Charcani V por reserva rotante para regulación de frecuencia.

Se considera, además, las restricciones impuestas por la Resolución Ministerial N° 0149-98-AG, en el control de los desembalses del lago Junín, así como el costo marginal máximo establecido por Resolución Ministerial N° 607-2008-MEM/DM (313,50 S./MWh)¹³.

-
- 1.1 Los costos marginales de corto plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), se determinarán considerando que no existe restricción de producción o transporte de gas natural ni de transmisión de electricidad.
 - 1.2 Los costos marginales referidos en el numeral anterior no podrán ser superiores a un valor límite que será definido por el Ministerio de Energía y Minas mediante Resolución Ministerial.
 - 1.3 La diferencia entre los costos variables de operación en que incurran las centrales que operan con costos variables superiores a los costos marginales determinados conforme al numeral 1.1 y dichos costos marginales, será cubierta mediante un cargo adicional en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión.

¹³ **Artículo 1°.-** El valor límite de los costos marginales de corto plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), es de 313,50 Nuevos Soles/MWh.

Artículo 2°.- La presente Resolución entrará en vigencia el día 02 de enero de 2009.

El modelo PERSEO está constituido por un programa (escrito en FORTRAN y C) que permite construir las restricciones que definen un problema de programación lineal. Las restricciones una vez construidas son sometidas a un motor de programación lineal (herramienta CPLEX®) que resuelve el problema de optimización. Las salidas del optimizador lineal son luego recogidas por programas de hojas de cálculo que permiten efectuar el análisis y gráfico de los resultados.

Información más detallada sobre el modelo PERSEO, sus características, manual de usuario, casos de prueba y datos de las fijaciones tarifarias, se encuentra disponible en el portal del modelo consignado en la página Web de OSINERGMIN: www.osinerg.gob.pe.

2.1.2. Precio Básico de la Potencia

El Precio Básico de la Potencia, cuyos criterios y procedimientos de cálculo se encuentran definidos en el Artículo 126° del Reglamento, se determina a partir de una unidad turbogas como la alternativa más económica para abastecer el incremento de la demanda durante las horas de máxima demanda anual. El Precio Básico de Potencia corresponde a la anualidad de la inversión en la unidad de punta (incluidos los costos de conexión) más sus costos fijos de operación y mantenimiento anual, conforme al Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia, aprobado mediante Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD. Se considera, asimismo, los factores por la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad y el Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema, aprobados mediante la Resolución OSINERGMIN N° 618-2008-OS/CD, publicada el 19 de octubre de 2008.

2.2. Premisas y Resultados

A continuación, se presenta la demanda, el programa de obras, los costos variables de operación y el costo de racionamiento que se utilizaron para el cálculo de los costos marginales y los precios básicos de potencia y energía. Finalmente, se presenta la integración de precios básicos y peajes de transmisión para constituir los Precios en Barra.

2.2.1. Previsión de Demanda

Para efectuar el pronóstico de la demanda se hizo uso de un modelo de corrección de errores. La metodología que se empleó para efectuar el pronóstico de la demanda fue la siguiente:

- La demanda del año 2009 ha sido determinada en base al crecimiento de la demanda estimada por el COES-SINAC, en vista que, el Modelo de Corrección de Error no toma en cuenta los cambios estructurales de corto plazo que se han presentando como resultado de la crisis económica mundial.
- Modificación de la proyección de demanda de Minera Antamina, Minera Cerro Verde, Minera Cerro Corona, Minera Southern Perú, Refinería Cajamarquilla, Aceros Arequipa, Minera Marcobre y de los Sistemas Aislados Tarapoto-Moyobamba-Bellavista y Bagua - Jaén para el periodo

2009-2011. Al respecto, se ha considerado en el caso de Bagua-Jaén y Tarapoto-Moyobamba-Bellavista la demanda residual, luego de descontar su producción hidroeléctrica.

- Con relación a los valores de las ventas y la tarifa; así como, las pérdidas eléctricas y la participación en las ventas (en muy alta, alta y media tensión) correspondientes al año 2008, se ha considerado la información comercial de las empresas eléctricas al IV trimestre del referido año. Al consumo de energía, se le agrega un porcentaje de pérdidas con la finalidad de compensar las pérdidas transversales no consideradas en el modelado de la red de transmisión.

Complementariamente, de acuerdo con el Artículo 47° de la LCE y el Artículo 29°¹⁴ del Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (en adelante “RIEE”), aprobado mediante Decreto Supremo N° 049-2005-EM, respecto de la demanda extranjera, correspondió incluir una proyección de demanda extranjera igual a las transacciones internacionales registradas en el año precedente. Al respecto, toda vez que durante el año 2008 no se efectuaron transacciones internacionales de electricidad, el valor considerado en la proyección de demanda del SEIN resultó ser igual a cero.

De otro lado, en aplicación del Artículo 10°¹⁵ del Reglamento de Cogeneración, aprobado mediante Decreto Supremo N° 064-2005-EM, se descontó de la proyección de demanda los valores históricos de energía y potencia de las centrales de cogeneración.

La demanda finalmente considerada para el SEIN se resume en el Cuadro No. 2.1. Esta demanda se encuentra en el nivel de producción. Para su utilización en el modelo PERSEO fue necesario desagregarla en las barras en las cuales se representa el SEIN.

Cuadro No. 2.1
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA
Período 2009 - 2011

Año	Max. Demanda MW	Consumo Anual GWh	F.C. %	Tasa de Crecimiento	
				Potencia	Energía
2008	4 228	29 679	80,1%		
2009	4 453	30 953	79,3%	5,3%	4,3%
2010	4 801	33 492	79,6%	7,8%	8,2%
2011	5 280	37 172	80,4%	10,0%	11,0%

¹⁴ **Artículo 29° (RIEE).- Determinación de las Tarifas en Barra**

A efectos de la fijación de Tarifas en Barra, la proyección de la demanda y oferta futura de los Sistemas que se encuentren interconectados con el SEIN, se efectuará utilizando los valores de potencia y energía de las TIE registradas en el año precedente al del proceso de fijación de Tarifas en Barra. Dichos valores se mantendrán constantes durante el período a que se refiere el Artículo 47° de la Ley.

¹⁵ **Artículo 10°.- Oferta de Cogeneración en el cálculo de Tarifas en Barra**

Para el cálculo de las tarifas en barra, la oferta de las Centrales de Cogeneración Calificadas será proyectada como una constante que será igual a los valores históricos de producción de potencia y energía registrados de cada Central en el último año. Para la simulación del despacho se considerará los criterios establecidos en los numerales 7.1 y 7.2 del artículo 7°.

2.2.2. Programa de Obras

El programa de obras es la secuencia de equipamiento que comprende los equipos de generación y transmisión y sus fechas esperadas de puesta en servicio dentro del periodo de estudio a que se refiere el literal b) del Artículo 47° de la LCE. Dicho periodo de estudio se extiende a los 24 meses posteriores, y los 12 meses previos, al 31 de marzo del año de la fijación.

En este sentido, la LCE dispone que para efectos de los 12 meses previos se considere el programa de obras histórico, en tanto para los 24 meses posteriores se considere las obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación en dicho período; para ello OSINERGMIN presta especial atención al mantenimiento del equilibrio entre la oferta y la demanda, orientado al reconocimiento de costos de eficiencia y a la estructuración de los mismos, de manera que promuevan la eficiencia del sector.

Por otro lado, no sólo se consideran los proyectos del Plan Transitorio de transmisión previstos para entrar en operación comercial tanto dentro de los 24 meses posteriores, sino también aquellos que están programados para ingresar dentro del periodo de simulación con el modelo PERSEO. Por tal motivo, se consideraron estos proyectos de acuerdo con los plazos previstos por los procesos de licitación.

De este modo, el programa de obras de generación y transmisión en el SEIN que se empleó para la presente fijación tarifaria se muestra en los Cuadros No. 2.2 y 2.3, respectivamente.

Cuadro No. 2.2
PROYECTOS DE GENERACIÓN
Período 2009 - 2011

FECHA DE INGRESO	PROYECTO
Ene. 2009	C.T. Oquendo GN (30 MW) - SDF
Feb. 2009	C.H. Santa Cruz I (3 MW)
Mar. 2009	C.H. La Joya (9.6 MW)
May. 2009	C.H. Poechos (10 MW)
Jun. 2009	Conversion a GN de CT Calana (24 MW)
Jun. 2009	Conversion a GN de TG Mollendo (70 MW)
Jun. 2009	CT Trujillo D2 (60 MW) de Electroperu por DU-037-2008
Jul. 2009	C.H. Santa Cruz II (3 MW)
Jul. 2009	C.T. Kallpa - TG2 (192 MW)
Ago. 2009	C.H. Roncador (3,8 MW)
Oct. 2009	C.T. Chilca 1 - TG3 (193 MW)
Oct. 2009	C.T. Paita GN (30 MW) - SDF
Nov. 2009	C.H. Platanal (220 MW)
Nov. 2009	Ampliación Presa Huangush Bajo (4,5MMC)
Ene. 2010	CT. Santa Rosa TG (188 MW)
Ene. 2010	Erbalse Corani (24,5MMC) San Gaban
Feb. 2010	C.H. Pias I (12,5 MW)
Mar. 2010	Conversion a GN de CT Atocongo (40 MW)
Mar. 2010	C.T. Las Flores TG1 (192 MW)
Jul. 2010	C.T. Kallpa - TG3 (192 MW)

Notas :

C.H. : Central Hidroeléctrica.

C.T. : Central Termoeléctrica.

Cuadro No. 2.3
PROYECTOS DE TRANSMISIÓN
Período 2009 - 2011

FECHA DE INGRESO	PROYECTO
Feb. 2009	L.T. San Gabán-Mazuko-Puerto Maldonado 138kV
Feb. 2009	Ampliación de transformacion de Marcona, Ica y Juliaca
Jun. 2009	L.T. Carhuaquero-Jaen 138kV
Jun. 2009	Transformador Los Industriales 220/60 kV
Ene. 2010	L.T. Tocache-Bellavista 138kV
Mar.2010	L.T. Chilca - La Planicie - Zapallal 220 kV
Oct. 2010	L.T. Carhuamayo - Paragsha - Conococha - Huallanca - Cajamarca 220 kV
Oct. 2010	L.T. Corona - Carhuaquero 220 kV
Oct. 2010	Enlace Huallanca Existente - Huallanca Nueva 138 kV
Oct. 2010	Enlace en 138 kV de Carhuamayo Nueva 220 kV a Carhuamayo Existente 138 kV
Mar. 2011	L.T. Machupicchu - Cotaruse 220 kV
Mar. 2011	L.T. Chilca - Zapallal 500 kV
Mar. 2011	L.T. Mantaro - Caraveli - Moquegua 500 kV

El Cuadro No. 2.4 presenta la información de las principales características de las centrales hidroeléctricas que al momento de la fijación de los Precios en Barra se hallaban operando en el SEIN. Asimismo, en el Cuadro No. 2.5 se presenta la capacidad, combustible utilizado y rendimiento de las centrales termoeléctricas existentes al momento de la fijación de los Precios en Barra en el SEIN.

Cuadro No. 2.4
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EXISTENTES (6)

Central	Propietario	Potencia Efectiva MW	Energía Media GWh	Factor de Planta Medio	Caudal Turbinable m3/seg	Rendimiento kWh/m3
Cahua	EGECAHUA	43,1	318,7	84,4%	22,86	0,524
Cañon del Pato	DEI EGENOR	263,5	1 598,0	69,2%	77,00	0,951
Carhuaquero (5)	DEI EGENOR	105,1	651,2	70,7%	23,00	1,269
Mantaro	ELECTROPERU	650,5	5 452,8	95,7%	100,00	1,807
Restitución	ELECTROPERU	215,4	1 691,6	89,6%	100,00	0,598
Callahuanca (1)	EDEGEL	82,6	606,7	83,8%	20,50	1,119
Huampaní	EDEGEL	30,2	252,8	95,6%	18,50	0,453
Huinco	EDEGEL	247,3	1 079,0	49,8%	25,00	2,748
Matucana	EDEGEL	128,6	845,1	75,0%	14,80	2,414
Moyopampa	EDEGEL	64,7	552,8	97,5%	17,50	1,027
Yanango	EDEGEL	42,6	269,0	72,1%	20,00	0,592
Chimay	EDEGEL	150,9	936,4	70,8%	82,00	0,511
Malpaso	ELECTROANDES	48,0	255,5	60,8%	71,00	0,188
Oroya	ELECTROANDES	9,5	73,3	88,0%	5,92	0,446
Pachachaca	ELECTROANDES	9,7	54,4	64,0%	6,26	0,430
Yaupi	ELECTROANDES	104,9	860,2	93,6%	24,76	1,177
Gallito Ciego	ENERGIA PACASMAYO	38,1	172,5	51,7%	44,80	0,236
Pariac	EGECAHUA	5,0	37,5	86,5%	2,20	0,625
Huanchor	EDEGEL (2)	19,6	166,0	96,7%	10,00	0,544
Misapuquio	EGECAHUA (2)	3,9	20,7	60,7%	2,00	0,542
San Antonio	EGECAHUA (2)	0,6	3,5	64,5%	2,92	0,059
San Ignacio	EGECAHUA (2)	0,4	3,8	108,2%	2,50	0,044
Huayllacho	EGECAHUA (2)	0,2	1,1	59,9%	0,15	0,370
Yuncán	ENERSUR	136,8	917,0	76,5%	30,00	1,267
Santa Rosa I	ELECTRICA SANTA ROSA	1,0	7,8	88,8%	5,50	0,051
Santa Rosa II	ELECTRICA SANTA ROSA (4)	1,7	11,2	75,2%	5,00	0,094
Curumuy	SINERSA (4)	12,5	64,2	58,6%	36,00	0,096
Poechos	SINERSA (4)	15,4	82,0	60,8%	45,00	0,095
Charcani I	EGASA	1,7	13,8	91,1%	7,60	0,063
Charcani II	EGASA	0,6	5,2	99,7%	6,00	0,028
Charcani III	EGASA	4,6	31,7	79,0%	10,00	0,127
Charcani IV	EGASA	15,3	89,6	66,9%	15,00	0,283
Charcani V	EGASA	144,6	576,4	45,5%	24,90	1,613
Charcani VI	EGASA	8,9	54,8	70,0%	15,00	0,166
Aricota I	EGESUR	22,5	84,3	42,8%	4,60	1,359
Aricota II	EGESUR	12,4	46,4	42,7%	4,60	0,749
Machupicchu	EGEMSA	87,8	739,0	96,1%	30,00	0,813
San Gabán	SAN GABAN	113,1	783,0	79,0%	19,00	1,654
Total		2 843,3	19 408,9	77,9%		

Notas :

- (1) Potencia efectiva después del repotenciamiento del año 2005
- (2) Las centrales indicadas son representadas en el COES-SINAC por las empresas señaladas, no siendo sin embargo dichas centrales de su propiedad.
- (3) Centrales en proceso de incorporación al COES-SINAC
- (4) Esta empresa no forma parte del COES-SINAC
- (5) Potencia efectiva después del repotenciamiento del año 2008
- (6) Valores de Potencia, Caudal y Rendimiento, proporcionados por el COES-SINAC.
La Energía de las Centrales Hidráulicas determinadas según el Plan Referencial y ajustadas con los Datos y Resultados del Modelo PERSEO.

Cuadro No. 2.5
CENTRALES TERMOELÉCTRICAS EXISTENTES

Central	Propietario	Potencia Efectiva MW	Combustible	Consumo Específico Und./kWh
Turbo Gas Natural Malacas 1	EEPSA	15,0	Gas Natural	16,104
Turbo Gas Natural Malacas 2	EEPSA	15,0	Gas Natural	15,795
Turbo Gas Diesel Malacas 2	EEPSA	15,0	Diesel N° 2	0,354
Turbo Gas Natural Malacas 4	EEPSA	88,7	Gas Natural	12,114
		100,6	Gas Natural y Agua	12,410
Turbo Gas de Chimbote	DEI EGENOR	41,2	Diesel N° 2	0,353
Turbo Gas de Trujillo	DEI EGENOR	20,4	Diesel N° 2	0,342
Turbo Gas de Piura con R6	DEI EGENOR	18,6	Residual N° 6	0,349
Grupos Diesel de Piura	DEI EGENOR	19,4	Residual N° 6	0,239
Grupos Diesel de Chiclayo	DEI EGENOR	24,4	Residual N° 6	0,254
Grupos Diesel de Sullana	DEI EGENOR	8,6	Diesel N° 2	0,251
Grupos Diesel de Paita	DEI EGENOR	8,7	Diesel N° 2	0,244
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6	EDEGEL	52,6	Gas Natural	12,624
Turbo Gas Natural Santa Rosa WTG (con inyección)	EDEGEL	123,3	Gas Natural	11,372
Turbo Vapor de Shougesa	SHOUGESA	63,1	Residual N° 500	0,320
G. Diesel Shougesa	SHOUGESA	1,2	Diesel N° 2	0,209
Turbo Gas Natural Aguaytia TG-1	TERMOSELVA	88,5	Gas Natural	11,096
Turbo Gas Natural Aguaytia TG-2	TERMOSELVA	88,1	Gas Natural	11,367
G. Diesel Tumbes Nueva 1	ELECTROPERU	9,2	Residual N° 6	0,220
G. Diesel Tumbes Nueva 2	ELECTROPERU	8,1	Residual N° 6	0,220
G. Diesel Pucallpa Wartsila	ELECTRO UCAYALI	24,5	Residual N° 6	0,231
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	EDEGEL	228,0	Gas Natural	6,763
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	EDEGEL	18,4	Gas Natural	7,038
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	EDEGEL	228,0	Gas Natural	6,765
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	EDEGEL	18,4	Gas Natural	7,040
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5 con GN	EDEGEL	53,4	Gas Natural	12,744
Turbo Gas Natural Kallpa TG1	KALLPA	176,8	Gas Natural	10,073
Turbo Gas Natural Chilca TG1	ENERSUR	176,0	Gas Natural	9,797
Turbo Gas Natural Chilca TG2	ENERSUR	174,5	Gas Natural	9,894
Taparachi GD N° 1 al N° 4	SAN GABAN	4,9	Diesel N° 2	0,233
Bellavista GD N° 1 al N° 2	SAN GABAN	3,5	Diesel N° 2	0,242
Chilina GD N° 1 y N° 2	EGASA	10,4	Mezcla2 R500,D2	0,212
Chilina Ciclo Combinado	EGASA	16,7	Diesel N° 2	0,278
Chilina TV N° 2	EGASA	6,2	Residual N° 500	0,398
Chilina TV N° 3	EGASA	9,9	Residual N° 500	0,435
Mollendo I GD	EGASA	32,0	Residual N° 500	0,207
Mollendo II TG	EGASA	73,2	Diesel N° 2	0,264
Calana GD	EGESUR	25,5	Residual N° 6	0,217
Ilo 1 TV N° 2	ENERSUR	0,0	Residual N° 500	0,319
Ilo 1 TV N° 3	ENERSUR	69,5	Vapor+Res N° 500	0,198
Ilo 1 TV N° 4	ENERSUR	66,5	Residual N° 500	0,297
Ilo 1 TG N° 1	ENERSUR	34,7	Diesel N° 2	0,271
Ilo 1 TG N° 2	ENERSUR	32,5	Diesel N° 2	0,255
Ilo 1 GD N° 1	ENERSUR	3,3	Diesel N° 2	0,200
Ilo 2 TV Carbón N° 1	ENERSUR	141,9	Carbón	0,361
Total		2 438,4		

Notas :

GD : Grupos Diesel.

TV : Turbinas a Vapor.

TG : Turbinas de Gas operando con Diesel N° 2.

Und.: Kg. para el Diesel N° 2 y el PIAV. MBtu para el Gas Natural.

Mezcla1 R6,D2 : Composición de Residual N° 6 (85%) y Diesel N° 2 (15%)

Mezcla2 R500,D2 : Composición de Residual N° 500 (90%) y Diesel N° 2 (10%)

2.2.3. Costos Variables de Operación (CVT)

Los costos marginales se calcularon a partir de los costos variables relacionados directamente a la energía producida por cada unidad termoeléctrica.

Los costos variables se descomponen en Costos Variables Combustible (CVC) y Costos Variables No Combustible (CVNC).

El CVC representa el costo asociado directamente al consumo de combustible de la unidad termoeléctrica para producir una unidad de energía. Dicho costo se determinó como el producto del consumo específico de la unidad (por ejemplo, para una TG que utiliza Diesel N° 2 como combustible, el consumo específico se expresa en kg/kWh) por el costo del combustible (por ejemplo, para el Diesel N° 2 dicho costo está dado en US\$/Ton), y se expresó en US\$/MWh o mils/kWh¹⁶.

El Costo Variable No Combustible (CVNC) representa el costo, no asociado directamente al combustible, en el cual incurre la unidad termoeléctrica por cada unidad de energía que produce. Para evaluar dicho costo se determinó la función de costo total de las unidades termoeléctricas (sin incluir el combustible) para su régimen de operación esperado; a partir de esta función se derivó el CVNC como la relación del incremento en la función de costo ante un incremento de la energía producida por la unidad.

El procedimiento anterior proporciona tanto el CVNC de las unidades termoeléctricas, como los Costos Fijos No Combustible (CFNC) asociados a cada unidad termoeléctrica, para un régimen de operación dado (número de arranques por año, horas de operación promedio por arranque y tipo de combustible utilizado). El Cuadro No. 2.10, más adelante, muestra los CVNC resultantes de aplicar el procedimiento indicado.

2.2.3.1. Precios de los Combustibles líquidos

En lo relativo al CVC, el precio que se utilizó para los combustibles líquidos (Diesel N° 2, Residual N° 6 y Residual N° 500) consideró la alternativa de abastecimiento en el mercado peruano, incluido el flete de transporte local hasta la central de generación correspondiente.

Con base en lo establecido en el Artículo 124° del Reglamento¹⁷, en el modelo de simulación de la operación de las centrales generadoras se consideró como precios de combustibles líquidos los fijados por PetroPerú S.A. en sus diversas plantas de ventas en el ámbito nacional (precios del mercado interno), siempre y cuando no hubiera superado los precios de referencia ponderado que publicó OSINERGMIN.

¹⁶ Un mil = 1 milésimo de US\$.

¹⁷ **Artículo 124°.** El programa de operación a que se refiere el inciso b) del Artículo 47° de la Ley, se determinará considerando los siguientes aspectos:

a) ...

c) El costo de los combustibles será determinado utilizando los precios y condiciones que se señalan 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 OSINERG. Para el caso del carbón, el precio de referencia de importación que publique OSINERG será considerado como precio del mercado interno. Asimismo, los criterios señalados serán aplicados en las fórmulas de reajuste correspondientes.

El Cuadro No. 2.6 presenta los precios de PetroPerú S.A. para combustibles líquidos en la ciudad de Lima (Planta Callao), así como en las Plantas Mollendo e Ilo, al 31 de marzo de 2009¹⁸. También se presentan el Impuesto Selectivo al Consumo de los combustibles Residual 6 y Residual 500, que se aplican en cumplimiento del Decreto Supremo N° 126-2008-EF del Ministerio de Economía y Finanzas¹⁹. Estos precios corresponden al Anexo de la lista de precios de combustibles para Generación Eléctrica.

Cuadro No. 2.6**PRECIOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS****(Precio de Lista - Petroperú)**

Planta	Tipo de Combustible	Precio Vigente				Densidad kg / Gln
		SI / Gln	US\$ / Gln	US\$ / Barril	US\$ / Ton	
Callao	Diesel N° 2	5,38	1,70	71,48	524,0	3,248
	Residual N° 6	3,03	0,96	40,26	265,4	3,612
	Residual N° 500	2,99	0,95	39,73	257,4	3,675
Mollendo	Diesel N° 2	5,49	1,74	72,95	534,7	3,248
	Residual N° 500	3,06	0,97	40,66	263,4	3,675
Ilo	Diesel N° 2	5,49	1,74	72,95	534,7	3,248
	Residual N° 6	3,11	0,98	41,32	272,4	3,612

Tipo de Cambio	SI/US\$	3,161
ISC Residual 6	SI/Galon	0,520
ISC Residual 500	SI/Galon	0,500

Fuente Petroperu: Precios al 31 de marzo de 2009

Los precios de referencia se determinaron conforme a lo dispuesto en el "Procedimiento para la Determinación de los Precios de Referencia de Energéticos usados en Generación Eléctrica", aprobado por Resolución OSINERG N° 062-2005-OS/CD. El Cuadro N° 2.7 presenta los precios de referencia ponderados para combustibles líquidos en las mismas ciudades al 31 de marzo de 2009.

Cuadro No. 2.7**PRECIOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS****(Precios de referencia ponderados)**

Planta	Tipo de Combustible	Precio Vigente				Densidad kg / Gln
		SI / Gln	US\$ / Gln	US\$ / Barril	US\$ / Ton	
Callao	Diesel N° 2	4,36	1,38	57,93	424,7	3,248
	Residual N° 6	2,97	0,94	39,46	260,1	3,612
	Residual N° 500	2,93	0,93	38,93	252,2	3,675
Mollendo	Diesel N° 2	4,44	1,40	58,99	432,5	3,248
	Residual N° 500	2,98	0,94	39,60	256,5	3,675
Ilo	Diesel N° 2	4,44	1,40	58,99	432,5	3,248
	Residual N° 6	3,03	0,96	40,26	265,4	3,612

Tipo de Cambio	SI/US\$	3,161
ISC Residual 6	SI/Galon	0,520
ISC Residual 500	SI/Galon	0,500

Fuente OSINERGMIN: Precios al 31 de marzo de 2009

¹⁸ De conformidad con lo establecido en el Artículo 50° de la LCE, en la publicación de la Resolución de Precios en Barra se deberán considerar los costos al 31 de marzo de 2009.

¹⁹ El 29 de octubre de 2008 se publicó el Decreto Supremo N° 126-2008-EF que establece la modificación del ISC para los bienes contenidos en el Nuevo Apéndice III del Texto Único Ordenado (TUO) de la Ley de Impuesto General a las Ventas e Impuesto Selectivo al Consumo, aprobado por el Decreto Supremo N° 055-99-EF, dentro de estos bienes se agregó el ISC para el combustible Residual.

Como resultado de la comparación entre los precios locales del combustible (precios de PetroPerú S.A.) y los precios de referencia ponderados de OSINERGMIN, se verificó que los precios locales se ubican por encima de los precios de referencia calculados al 31 de marzo de 2009. En aplicación del Artículo 124° del Reglamento, en consecuencia, se procedió a considerar los precios de referencia ponderados.

Finalmente, a los valores resultantes, cuando correspondió, se les agregó el Impuesto Selectivo al Consumo que graba al combustible, debido a que no genera crédito fiscal.

2.2.3.2. Precio del Gas Natural

Según el Artículo 124° del Reglamento, los precios del combustible deben ser tomados de los precios del mercado interno. No obstante, mediante la Resolución Directoral N° 038-98-EM/DGE, expedida el 25 de noviembre de 1998, se precisó que, para la fijación de las tarifas de energía en barra, los costos variables de operación de las centrales de generación termoeléctrica que utilizan como combustible el gas natural serán establecidos por la Comisión de Tarifas de Energía (hoy OSINERGMIN).

Complementariamente, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 6° del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, y sus modificatorias, se tomará como precio del mercado interno para los fines a que se refiere el inciso c) del Artículo 124° del Reglamento, lo siguiente:

1. Para las centrales que operen con gas natural de Camisea, el precio a considerar debe ser determinado tomando como referencia el precio efectivamente pagado del gas de Camisea más el noventa por ciento del costo del transporte y de la distribución, según corresponda.
2. Para centrales que utilicen gas natural procedente de otras fuentes distintas a Camisea, el precio a considerar será el precio único²⁰ que se obtenga como resultado del procedimiento N° 31 C del COES-SINAC²¹, teniendo como límite superior aquél que resulte del "Procedimiento para la Determinación del precio Límite Superior del gas natural para el Cálculo de las Tarifas en Barra" establecido por OSINERGMIN. En aplicación de dicho procedimiento se obtuvo como precio límite superior el valor de 2,2498 US\$/MMBTU.

En consecuencia, los precios de gas natural utilizados fueron los siguientes:

²⁰ La información correspondiente al precio único, su fórmula de reajuste y la calidad del gas natural deberá efectuarse una vez al año, el último día hábil de la primera quincena del mes de junio en sobre cerrado. Dicha información tendrá vigencia desde el 1 de julio hasta el 30 de junio del año siguiente.

²¹ "Información de Precios y Calidad de Combustible de Gas Natural" aprobado mediante la Resolución Ministerial N° 609-2002-EM/DM

Cuadro No. 2.8

Centrales de Generación	Precio Gas Natural (US\$/MMBTU)
C.T. Ventanilla	2,2698
C.T. Santa Rosa	2,3446
C.T. Chilca	2,2166
C.T. Kallpa	2,2373
C.T. Aguaytia	1,8800
TG1 y TG2 de C.T. Malacas	2,2498
TGN4 de C.T. Malacas	2,2498

2.2.3.3. Precio del Carbón

Entre los combustibles utilizados para la generación eléctrica, se encuentra el carbón que es consumido en la Central Termoeléctrica Ilo 2. El precio de este insumo está expresado por US\$/Ton referido a un carbón estándar de Poder Calorífico Superior (PCS) de 6 240 kcal/kg.

El precio para este combustible se determinó conforme a lo dispuesto en el Artículo 124° del Reglamento de la LCE, mediante la aplicación del “Procedimiento para la Determinación de los Precios de Referencia de Energéticos usados en Generación Eléctrica”. En este sentido, el valor determinado al 31 de marzo de 2009 es de 146,47 US\$/Ton.

2.2.3.4. Otros costos en el precio de los combustibles líquidos

Los precios de los combustibles puestos en cada central se calcularon tomando en cuenta el precio del combustible en el respectivo punto de compra, el flete, el tratamiento del combustible y los stocks (almacenamiento) para cada central eléctrica. En este sentido, fue posible tomar como referencia la información de los Cuadros No. 2.6 y 2.7 (precios del combustible en Lima) y calcular un valor denominado “Otros” para relacionar el precio del combustible en cada central con respecto al precio en Lima. Este resultado se muestra en el Cuadro No. 2.9.

Cuadro No. 2.9
PRECIOS LOCALES DE COMBUSTIBLES

Central	Combustible	Lima	Otros(*)	Central
Turbo Gas Natural Malacas 1	Gas Natural	---	---	2,2498
Turbo Gas Natural Malacas 2	Gas Natural	---	---	2,2498
Turbo Gas Diesel Malacas 2	Diesel N° 2	424,7	34,0%	569,0
Turbo Gas Natural Malacas 4 A	Gas Natural	---	---	2,2498
Turbo Gas Natural Malacas 4 B	Gas Natural y Agua	---	---	2,2498
Turbo Gas de Chimbote	Diesel N° 2	424,7	2,8%	436,5
Turbo Gas de Trujillo	Diesel N° 2	424,7	2,0%	433,0
Turbo Gas de Piura con R6	Residual N° 6	260,1	41,0%	366,7
Grupos Diesel de Piura	Residual N° 6	260,1	41,0%	366,7
Grupos Diesel de Chiclayo	Residual N° 6	260,1	38,5%	360,4
Grupos Diesel de Sullana	Diesel N° 2	424,7	2,0%	433,0
Grupos Diesel de Paita	Diesel N° 2	424,7	2,4%	435,0
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6	Gas Natural	---	---	2,3446
Turbo Gas Natural Santa Rosa WTG (con inyección)	Gas Natural	---	---	2,3446
Turbo Vapor de Shougesa	Residual N° 500	252,2	22,8%	309,7
G. Diesel Shougesa	Diesel N° 2	424,7	3,3%	438,8
Turbo Gas Natural Aguaytía TG-1	Gas Natural	---	---	1,8800
Turbo Gas Natural Aguaytía TG-2	Gas Natural	---	---	1,8800
G. Diesel Tumbes Nueva 1	Residual N° 6	260,1	23,2%	320,5
G. Diesel Tumbes Nueva 2	Residual N° 6	260,1	23,2%	320,5
G. Diesel Pucallpa Wartsila	Residual N° 6	260,1	47,0%	382,3
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	Gas Natural	---	---	2,2698
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	Gas Natural	---	---	2,2698
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	Gas Natural	---	---	2,2698
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	Gas Natural	---	---	2,2698
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5 con GN	Gas Natural	---	---	2,3446
Turbo Gas Natural Kallpa TG1	Gas Natural	---	---	2,2373
Turbo Gas Natural Chilca TG1	Gas Natural	---	---	2,2166
Turbo Gas Natural Chilca TG2	Gas Natural	---	---	2,2166
Taparachi GD N° 1 al N° 4	Diesel N° 2	424,7	7,9%	458,2
Bellavista GD N° 1 al N° 2	Diesel N° 2	424,7	8,1%	459,0
Chilina GD N° 1 y N° 2	Mezcla2 R500,D2	---	---	323,3
Chilina Ciclo Combinado	Diesel N° 2	424,7	4,1%	441,9
Chilina TV N° 2	Residual N° 500	252,2	23,0%	310,2
Chilina TV N° 3	Residual N° 500	252,2	23,0%	310,2
Mollendo I GD	Residual N° 500	252,2	19,8%	302,1
Mollendo II TG	Diesel N° 2	424,7	2,6%	435,6
Calana GD	Residual N° 6	260,1	23,7%	321,7
Ilo 1 TV N° 2	Residual N° 500	252,2	19,3%	301,0
Ilo 1 TV N° 3	Vapor+Res N° 500	---	---	273,6
Ilo 1 TV N° 4	Residual N° 500	252,2	19,3%	301,0
Ilo 1 TG N° 1	Diesel N° 2	424,7	10,5%	469,2
Ilo 1 TG N° 2	Diesel N° 2	424,7	10,5%	469,2
Ilo 1 GD N° 1	Diesel N° 2	424,7	10,5%	469,2
Ilo 2 TV Carbón N° 1	Carbón	---	---	146,5

Nota:

(1) Los Otros Incluyen: Flete, Tratamiento del Combustible y Stocks.

(2) El Precio del Diesel N° 2, Residual N° 6, Residual N° 500 y Carbón está expresado en US\$/Ton.

(3) El Precio del Gas Natural está expresado en US\$/MMBtu.

(4): Se incluye el ISC para los combustibles Residual N° 6 y Residual N° 500

Con los precios anteriores y los consumos específicos del Cuadro No. 2.5 se determinaron los costos variables totales de cada unidad generadora como se muestra en el Cuadro No. 2.10.

Cuadro No. 2.10
COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN

Central	Consumo Específico	Costo del Combustible	CVC US\$/MWh	CVNC US\$/MWh	CVT US\$/MWh
Turbo Gas Natural Malacas 1	16,104	2,2498	36,23	4,00	40,23
Turbo Gas Natural Malacas 2	15,795	2,2498	35,53	4,00	39,53
Turbo Gas Diesel Malacas 2	0,354	569,0	201,41	4,00	205,41
Turbo Gas Natural Malacas 4 A	12,114	2,2498	27,25	3,13	30,39
Turbo Gas Natural Malacas 4 B	12,410	2,2498	27,92	21,60	49,52
Turbo Gas de Chimbote	0,353	436,5	153,94	2,70	156,64
Turbo Gas de Trujillo	0,342	433,0	148,10	2,70	150,80
Turbo Gas de Piura con R6	0,349	366,7	127,82	11,58	139,40
Grupos Diesel de Piura	0,239	366,7	87,64	7,39	95,03
Grupos Diesel de Chiclayo	0,254	360,4	91,54	7,04	98,58
Grupos Diesel de Sullana	0,251	433,0	108,69	7,30	115,99
Grupos Diesel de Paita	0,244	433,0	106,14	7,54	113,68
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6	12,624	2,3446	29,60	6,63	36,23
Turbo Gas Natural Santa Rosa WTG (con inyección)	11,372	2,3446	26,66	3,42	30,09
Turbo Vapor de Shougesa	0,320	309,7	99,12	2,00	101,12
G. Diesel Shougesa	0,209	438,8	91,71	7,11	98,82
Turbo Gas Natural Aguaytía TG-1	11,096	1,8800	20,86	3,03	23,89
Turbo Gas Natural Aguaytía TG-2	11,367	1,8800	21,37	3,03	24,40
G. Diesel Tumbes Nueva 1	0,220	320,5	70,53	7,00	77,53
G. Diesel Tumbes Nueva 2	0,220	320,5	70,43	7,00	77,43
G. Diesel Pucallpa Wartsila	0,231	382,3	88,31	3,28	91,58
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	6,763	2,2698	15,35	2,96	18,31
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	7,038	2,2698	15,98	2,96	18,93
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	6,765	2,2698	15,35	3,02	18,37
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	7,040	2,2698	15,98	3,02	18,99
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5 con GN	12,744	2,3446	29,88	6,63	36,51
Turbo Gas Natural Kallpa TG1	10,073	2,2373	22,54	4,00	26,54
Turbo Gas Natural Chilca TG1	9,797	2,2166	21,72	3,61	25,33
Turbo Gas Natural Chilca TG2	9,894	2,2166	21,93	3,64	25,57
Taparachi GD N° 1 al N° 4	0,233	458,2	106,76	10,06	116,82
Bellavista GD N° 1 al N° 2	0,242	459,0	111,07	8,20	119,27
Chilina GD N° 1 y N° 2	0,212	323,3	68,55	6,75	75,30
Chilina Ciclo Combinado	0,278	441,9	122,86	3,58	126,43
Chilina TV N° 2	0,398	310,2	123,44	4,53	127,97
Chilina TV N° 3	0,435	310,2	134,92	4,22	139,14
Mollendo I GD	0,207	302,1	62,54	13,83	76,38
Mollendo II TG	0,264	435,6	115,00	2,56	117,56
Calana GD	0,217	321,7	69,82	4,91	74,73
Ilo 1 TV N° 2	0,319	301,0	96,02	1,93	97,95
Ilo 1 TV N° 3	0,198	273,6	54,17	1,33	55,49
Ilo 1 TV N° 4	0,297	301,0	89,40	1,23	90,63
Ilo 1 TG N° 1	0,271	469,2	127,19	2,57	129,76
Ilo 1 TG N° 2	0,255	469,2	119,64	6,39	126,03
Ilo 1 GD N° 1	0,200	469,2	93,84	13,36	107,19
Ilo 2 TV Carbón N° 1	0,361	146,5	52,88	1,00	53,88

NOTAS:

Consumo Específico : Combustibles Líquidos = Ton/MWh; Gas Natural = MMBtu/MWh.

Costo del Combustible : Combustibles Líquidos = US\$/Ton; Gas Natural = US\$/MMBtu.

En el caso de las centrales duales, que pueden utilizar como combustible tanto gas natural como diesel en su operación, se ha considerado dentro de la presente regulación que operan con gas natural, ello en atención a lo dispuesto por el DU 049, cuyo Artículo 1° señala que los costos marginales de corto plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) se determinarán considerando que no existe restricción de producción o transporte de gas natural ni de transmisión de electricidad. Es decir, se debe asumir que existe el gas natural suficiente para el parque generador que lo pueda utilizar como insumo.

2.2.4. Canon del Agua

Se consideró la retribución única al Estado por el uso del agua para generación hidroeléctrica que establece el Artículo 107° de la LCE y 214° de su Reglamento²², cuyo monto fue de 0,987 S/./MWh, conforme al valor vigente del 1% del Precio Promedio de Energía a Nivel Generación en el SEIN, el cual corresponde al Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta (PEMF) vigente, al 31 de marzo de 2009, de la Barra Base Lima 220 kV para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

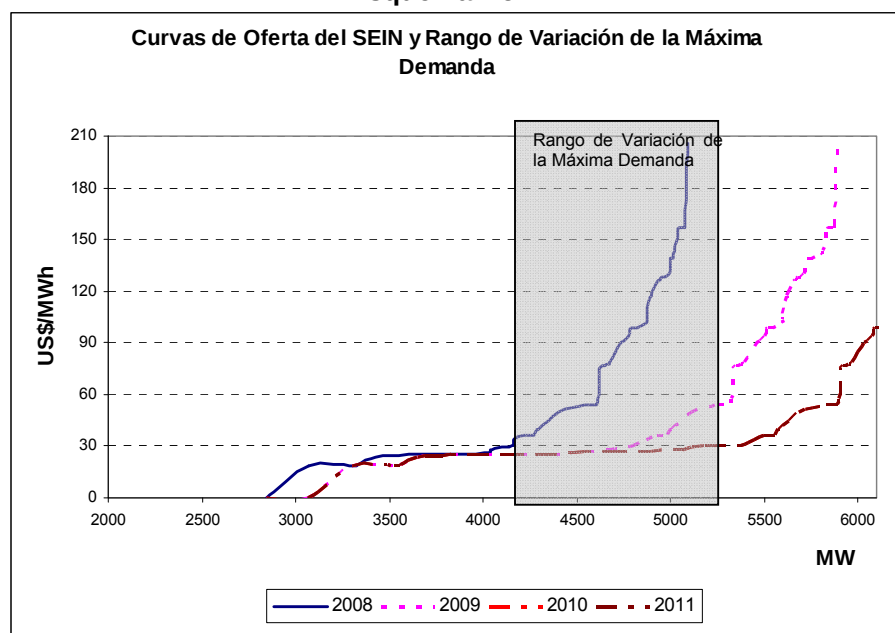
2.2.5. Costo de Racionamiento

Se mantuvo el costo de racionamiento establecido por OSINERGMIN para la anterior fijación de Precios en Barra: 25,0 centavos de US\$ por kWh.

2.2.6. Curvas de Oferta del SEIN

En el esquema siguiente se resumen las curvas de oferta del SEIN y el rango de variación de la máxima demanda, para el horizonte de análisis del proceso regulatorio.

Esquema No. 2.1



²² **Artículo 107°.-** 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.

Artículo 214° (RLCE).- La compensación única al Estado a que se refiere el artículo precedente, se abonará en forma mensual observando el siguiente procedimiento:

- a) El titular de la central generadora, efectuará una autoliquidación de la retribución que le corresponde, tomando en cuenta la energía producida en el mes anterior y el 1% del precio promedio de la energía a nivel de generación;

(...)

2.2.7. Precio Básico de la Energía

El Cuadro No. 2.11 presenta el Precio Básico de la Energía en la barra base Lima, el cual se determinó con la optimización y simulación de la operación del SEIN para un horizonte de 36 meses.

Cuadro No. 2.11
PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA
Barra Santa Rosa 220 kV
(US\$/MWh)

Año	Mes	Punta	F.Punta	Total	PIFP
2009	Mayo	36,82	30,73	31,93	1,20

Participación de la Energía

Año	Mes	Punta	F.Punta
2009	Mayo	19,77%	80,23%

2.2.8. Precio Básico de la Potencia

El Precio Básico de la Potencia para la presente fijación se determinó a partir de la utilización de los costos correspondientes a una unidad de punta, turbogas operando con combustible diesel, conforme a la aplicación del "Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia", aprobado mediante Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD y sus modificatorias.

El Cuadro No. 2.12 muestra los costos utilizados para la unidad y la determinación del Precio Básico de la Potencia.

Cuadro No. 2.12

PRECIO BASICO DE POTENCIA

CENTRAL TERMoeLECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		34 525,28		34 525,28
Repuestos iniciales	2,50%	863,13		863,13
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	1 381,01		1 381,01
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		294,16	294,16
Transporte local			202,67	202,67
Montaje electromecánico		531,96	1 032,45	1 564,40
Pruebas y puesta en marcha			488,98	488,98
Supervisión		241,72	469,23	710,95
Adquisición de terreno (incluye sub estación)			283,66	283,66
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			120,42	120,42
Obras civiles			1 299,62	1 299,62
Suministro de sistema de combustible			1 003,41	1 003,41
Suministro de sistema contra incendio			177,34	177,34
Gastos Generales - Utilidad Contratista			215,16	215,16
Intereses Durante la Construcción (1)	6,50%	2 440,46	363,18	2 803,64
Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTI _{CT})		39 983,56	5 950,27	45 933,83

CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		2 362,56		2 362,56
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	94,50		94,50
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		19,66	19,66
Transporte local			18,60	18,60
Obras civiles			36,56	36,56
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			130,27	130,27
Supervisión			47,74	47,74
Gastos Generales - Utilidad Contratista			26,38	26,38
Intereses Durante la Construcción (1)	6,50%	159,72	18,15	177,87
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI _{CE})		2 616,78	297,36	2 914,14

ANUALIDAD DE LA INVERSION				
CENTRAL TERMoeLECTRICA		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Vida Útil (años)	20			
Factor de Recupero de Capital	13,39%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Central Térmica (aCTI _{CT})		5 352,95	796,61	6 149,56

CONEXIÓN ELECTRICA		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Vida Útil (años)	30			
Factor de Recupero de Capital	12,41%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Conexión Eléctrica (aCTI _{CE})		324,86	36,92	361,77

Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)			1 002,45	1 002,45
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)		725,64		725,64
Participación		77,72%	22,28%	
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe)		10,39	US\$ / kW-año	

Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta (aINV)	39,17	US\$ / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar (CCUPS)	49,56	US\$ / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE)	52,07	US\$ / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)	71,24	US\$ / kW-año

Capacidad Estándar de la unidad de Punta (CE _{ED})	166,25	MW
Potencia Efectiva (P _{EF})	158,2	MW
Factor de Ubicación (FU)	1,0506	
Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (MRFO)	32,70%	
Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad (TIF)	3,00%	

(1) Tamex = 10,12% vigente al 31.03.09

3. Cargos por Transmisión

3.1. Sistema Garantizado de Transmisión

El Sistema Garantizado de Transmisión (en adelante “SGT”) del SEIN comprende el conjunto de activos o instalaciones de transmisión que se construyen como resultado del Plan de Transmisión a que se refiere el Artículo 21° de la Ley 28832, cuya concesión y construcción sean resultado de un proceso de licitación pública.

Para el periodo mayo 2009 – abril 2010 aún no se prevé la puesta en operación comercial de ninguna instalación de transmisión que forme parte del Sistema Garantizado de Transmisión.

3.2. Sistema Principal de Transmisión

El Sistema Principal de Transmisión (en adelante “SPT”) del SEIN comprende un conjunto de instalaciones que han sido calificadas por el Ministerio de Energía y Minas (en adelante “MEM”). Este sistema, redefinido a inicios de 2001, no necesariamente forma una red continua. Las instalaciones que lo integran, así como sus titulares, se detallan en el Cuadro N° 3.1.

Adicionalmente, acorde con el cálculo realizado en el Informe N° 0139-2009-GART el monto por concepto de la Garantía por Red Principal correspondiente a la presente regulación tarifaria tiene como valor 0,00 S./kW-mes; en tanto, el cargo unitario por compensación por transporte de gas natural a que se refiere el Artículo 5° del DL 1041 resultó igual a 0,68 S./kW-mes, considerando la metodología contenida en el Informe N° 0139-2009-GART y el valor establecido en el Memorando N° 0401-2009-GART.

De igual modo, se han determinado el Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro, el Cargo Unitario por Generación Adicional²³ y los Cargos Unitarios por Costos Adicionales CVOA-CMg y CVOA-RSC, iguales a 0,00 S/./kW-mes, 0,82 S/./kW-mes, 3,35 S/./kW-mes y 3,87 S/./kW-mes, respectivamente.

Cuadro No. 3.1
INSTALACIONES QUE CONFORMAN EL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	TITULAR
L-2280	Zorritos	Zarumilla	REP
L-2248	Talara	Piura Oeste	REP
SE Talara	Reactor 20 MVAR		REP
SE Piura Oeste	Reactor 20 MVAR		REP
L-2236	Chiclayo Oeste	Guadalupe	REP
SE Chiclayo Oeste	SVC +/- 30 MVA		REP
L-2234	Guadalupe	Trujillo Norte	REP
SE Guadalupe	Transformador 220/60/10kV; 60MVA		REP
SE Guadalupe	Reactor 20 MVAR		REP
SE Trujillo Norte	SVC +30/-20 MVAR		REP
L-2215	Chimbote 1	Paramonga Nueva	REP
SE Chimbote	Bancos 20 + 15 MVAR		REP
L-2213	Paramonga Nueva	Huacho	REP
L-2253	Parte de Celda en SET	Paramonga Nueva	REP
SE Paramonga Nueva	Reactor 40 MVAR		REP
L-2212	Huacho	Zapallal	REP
L-2003/2004	Chavarría	Santa Rosa	REP
SE San Juan	Bancos 30 + 15 MVAR		REP
L-1120	Paragsha II	Huánuco	REP
SE Huánuco	Banco 2.2 MVAR		REP
L-1121	Huánuco	Tingo María	REP
SE Tingo María	Banco 2.2 MVAR		REP
L-1029	Cerro Verde	Repartición	REP
L-1030	Repartición	Mollendo	REP
L-1006	Tintaya	Azángaro	REP
SE Tintaya	SVC +/- 15 MVA		REP
L-1004	Dolorespata	Quencoro	REP
L-2224	Celda en SE Pachachaca		REP
C. Control Principal	Lima		REP
C. Control Respaldo	Arequipa		REP
SE Azángaro	Celda en 138 kV		SAN GABÁN
SE Tingo María	Reactor 30 MVAR		ETESSELVA
SE Tingo María	Autotransformador 220/138 kV; 40 MVA		ETESSELVA
L-253	Vizcarra	Paramonga Nueva	ETESSELVA
SE Vizcarra	Celda L-253 en 220 kV		ANTAMINA
L-2025 L-2026	Socabaya	Montalvo	REDESUR
L-2029	Montalvo	Tacna	REDESUR
L-2030	Montalvo	Puno	REDESUR
L-2053 L-2054	Mantaro	Socabaya	TRANSMANTARO
L-224	Pachachaca	Oroya Nueva	ISA
L-22259 L-22258 L-2254	Oroya-Carhuamayo-Paragsha-Vizcarra		ISA

Así mismo, en el caso de la empresa Red de Energía del Perú S.A. se han tomado en cuenta las diez (10) minutas modificatorias al Contrato de Concesión Sistema de Transmisión Eléctrica ETECEN – ETESUR que tienen relación con la valorización del VNR de REP, que se suscribieron el

²³ Cargo correspondiente a usuario regulado.

31/03/2006, 26/07/2006, 16/05/2007, 28/05/2007, 07/08/2007, 11/04/2008 y 24/04/2008:

- Minuta del 31 de Marzo de 2006, mediante la cual se estableció el marco general para la construcción de las ampliaciones, así como los criterios para la fijación y liquidación de la Remuneración Anual por Ampliaciones (en adelante “RAA”), la misma que agregada a la Remuneración Anual Garantizada (en adelante “RAG”), suman la Remuneración Anual (en adelante “RA”). Así mismo, se estableció el criterio para la remuneración de las ampliaciones menores.
- Minuta del 31 de Marzo de 2006, mediante la cual se acuerda la ejecución de la Ampliación 1 que comprende el “Proyecto de Construcción de la Nueva Subestación Chilca REP y Ampliación de Capacidad de las líneas desde la Subestación San Juan hasta la futura Subestación Chilca REP”.
- Minuta del 26 de Julio de 2006, mediante la cual se estableció la remuneración de las instalaciones que generan Ingresos Adicionales a la RAG y se modificó el orden de cobertura de la RA, de modo que se cubra primero con el ingreso de los pagos de los Generadores, luego con el pago de los SST de demanda y, finalmente, con el ingreso proveniente del SPT. Así mismo, se estableció los criterios para la Regularización de los Ingresos Adicionales a la RAG no percibidos por REP y de la devolución del pago por concepto del Impuesto a las Transacciones Financieras.
- Minuta del 26 de julio de 2006, mediante la cual se acuerda la ejecución del Ampliación 2 que comprende el “Proyecto de Construcción del Segundo Circuito de la Línea de Transmisión Zapallal – Paramonga Nueva – Chimbote 1”.
- Minuta del 16 de mayo de 2007, mediante la cual se acuerda la ejecución de la Ampliación 3 que comprende el proyecto “Ampliación de las Subestaciones Ica, Marcona y Juliaca”.
- Minuta del 16 de mayo de 2007, mediante la cual se acuerda la ejecución de la Ampliación 4 que comprende el proyecto “Compensación Capacitiva en la Zona de Lima: Subestación Santa Rosa 2x20 MVAR, 60 kV y Subestación Chavarría 2x20 MVAR, 60 kV”.
- Minuta del 28 de mayo de 2007, mediante la cual se da mayor precisión respecto de la forma y mecanismos aplicables al pago de la Remuneración Anual por Ampliaciones.
- Minuta del 07 de agosto de 2007, mediante la cual modifican el numeral 5.2 del Anexo N° 7 respecto al pago de remuneración anual correspondiente a los consumidores. Asimismo, se modificó el numeral 10 respecto a las instalaciones que generan ingresos adicionales a la RAG.
- Minuta del 11 de abril de 2008, mediante la cual las partes acuerdan modificar el plazo para la puesta en operación comercial de la Ampliación 4.
- Minuta del 24 de abril de 2008, mediante la cual se establecen las condiciones para el reconocimiento económico por los gastos

correspondientes a la Reparación y Solución de Deficiencias de Cimentación de postes existentes, como parte de las obras de la Ampliación 2.

3.3. Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)

En cumplimiento de lo establecido en el Artículo 77° de la LCE²⁴, en esta oportunidad correspondió actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo (en adelante “VNR”) de las instalaciones de transmisión, que fueron revisadas en el año 2005, mientras que el VNR de las que fueron revisadas en el año 2006 serán actualizados en el año 2010.

Para la actualización del VNR del SPT a tomarse en cuenta para la fijación de los Precios en Barra que entrarán en vigencia a partir del 01 de mayo de 2009, OSINERGMIN ha utilizado la Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión y su Actualización con Costos 2008, cuya aprobación se ha realizado mediante la Resolución OSINERGMIN N° 051-2009-OS/CD.

Por otra parte, de acuerdo con lo señalado en los respectivos Contratos BOOT²⁵ suscritos por el Estado con Redesur y Transmantaro, se procedió a actualizar el VNR correspondiente a sus instalaciones que pertenecen al SPT. En cuanto al VNR de la empresa ISA no corresponde su actualización sino hasta la regulación del año 2010.

3.3.1. Instalaciones de Transmisión y Transformación

A continuación se resumen los criterios que se utilizaron en la determinación del VNR de cada una de las empresas de transmisión eléctrica.

3.3.1.1. Red de Energía del Perú S.A. (REP)

En las regulaciones de tarifas de mayo de 2005 y mayo de 2006, se revisó el VNR de las instalaciones de REP que integran el SPT del SEIN; por lo tanto, para la presente fijación de mayo de 2009 correspondió efectuar la actualización de la parte del VNR que fue revisado en el año 2005, mientras que la parte del VNR revisado en el año 2006 será actualizado en mayo de 2010. En este sentido, el VNR total de las instalaciones de REP asciende a US\$ 116 122 447. Cabe destacar, que el Costo Total de las instalaciones de REP que forman parte del SPT, calculado con la anualidad del VNR y el COyM correspondiente, se compara con el valor de la Remuneración Anual Garantizada 2 (RAG₂) a fin de determinar el Costo Total Anual que se emplea en el cálculo del Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión.

²⁴ **Artículo. 77°.**- Cada cuatro años, la Comisión de Tarifas de Energía procederá a actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión y distribución, con la información presentada por los concesionarios.

En el caso de obras nuevas o retiros, la Comisión de Tarifas de Energía incorporará o deducirá su respectivo Valor Nuevo de Reemplazo.

²⁵ Build Own Operate and Transfer

3.3.1.2. San Gabán Transmisión (San Gabán)

La instalación de San Gabán (transmisión) que forma parte del SPT, corresponde a la celda de línea en 138 kV en la subestación Azángaro, la misma que fuera separada de la valorización de la L.T. Tintaya – Azángaro, de acuerdo con lo establecido en la Resolución OSINERG N° 1472-2002-OS/CD.

El valor del VNR para dicha celda fue fijado el año 2005, por lo que en esta oportunidad correspondió efectuar su revisión. En ese sentido, el VNR de la celda de San Gabán que forma parte del SPT, a ser considerado en la presente fijación asciende a US\$ 697 285.

3.3.1.3. Eteselva S.R.L. (Eteselva)

En la regulación de tarifas de mayo de 2005, se revisó el VNR de las instalaciones de transmisión de Eteselva que forman parte del SPT; por lo tanto, en la presente fijación de mayo de 2009 correspondió efectuar la actualización respectiva.

En este sentido, el VNR de las instalaciones de Eteselva que integran el SPT del SEIN, asciende a US\$ 19 545 471.

3.3.1.4. Compañía Minera Antamina (Antamina)

En la regulación de tarifas de mayo de 2005, se revisó el VNR de la celda en la subestación Vizcarra de la L.T. Vizcarra – Paramonga Nueva 220 kV de Antamina, la cual integra el SPT del SEIN; por lo tanto, en la presente fijación de mayo de 2009 correspondió efectuar la actualización respectiva. Asimismo, cabe señalar que no es posible integrar al SPT el SVC en la Subestación Vizcarra, tal como fuera propuesto por el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC, en aplicación de lo dispuesto por la Sexta Disposición Complementaria Final de la Ley 28832²⁶.

En ese sentido, el VNR de las instalaciones de Antamina que forman parte de la celda la L.T. Vizcarra – Paramonga Nueva 220 kV, asciende a US\$ 656 170.

²⁶ SEXTA.- Armonización del marco legal de transmisión

La calificación de las instalaciones señalada en el artículo 58 de la Ley de Concesiones Eléctricas, vigente a la promulgación de la presente Ley, no es materia de revisión, ni es aplicable a las instalaciones cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de la presente Ley.

Lo dispuesto en la presente Ley no será aplicable a las concesiones otorgadas al amparo del Texto Único Ordenado de las normas con rango de Ley que regulan la entrega en concesión al sector privado de las obras públicas de infraestructura y de servicios públicos, aprobado por el Decreto Supremo N° 059- 96-PCM, y de la Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, en aquello que se oponga a lo estipulado en los respectivos contratos de concesión. A la expiración de dichos contratos, las instalaciones de transmisión correspondientes pasarán a formar parte del Sistema Garantizado de Transmisión considerando lo dispuesto en el numeral 22.2, inciso d), del artículo 22 de la presente Ley.

Cada instalación de transmisión existente a la fecha de entrada en vigencia de la presente Ley se pagará por Usuarios y Generadores en la misma proporción en que se viene pagando a dicha fecha y se mantendrá invariable y permanente mientras dichas instalaciones formen parte del Sistema Económicamente Adaptado. La distribución al interior del conjunto de Usuarios o del conjunto de Generadores mantendrá el criterio vigente a la fecha de entrada en vigencia de la presente Ley.

3.3.1.5. Consorcio Transmantaro (Transmantaro)

De acuerdo con lo establecido en el Contrato BOOT de Transmantaro con el Gobierno del Perú, el VNR de sus instalaciones de transmisión se reajusta utilizando el índice de precios denominado “*Finished Goods Less Food and Energy*”, Serie WPSSOP3500, publicado por el Bureau of Labor Statistics del US Department of Labor. En este sentido, el VNR base reajustado asciende a US\$ 206 670 798.

Asimismo, de acuerdo con lo establecido en la Cláusula Cuarta del Addendum N° 5 al Contrato BOOT, firmado el 20 de mayo de 2005, al VNR de las instalaciones de transmisión de Transmantaro se le sumará un Monto a Restituir (en adelante “MAR”) que asciende a US\$ 7 145 626 conforme a lo dispuesto en la Decisión Definitiva del Experto, el cual será considerado por OSINERGMIN con cargo a la tarifa durante todo el plazo que resta del Contrato BOOT y que éste se reajustará en cada fijación tarifaria utilizando las actualizaciones correspondientes de acuerdo al Contrato BOOT; es decir, utilizando el índice WPSSOP3500. En este sentido, el MAR base reajustado asciende a US\$ 7 876 272.

3.3.1.6. Red Eléctrica del Sur S.A. (Redesur)

De acuerdo con lo establecido en la cláusula 5.2.5²⁷ y en concordancia con la cláusula 14²⁸ del Contrato BOOT de Redesur con el Gobierno Peruano, el VNR de las instalaciones de transmisión de Redesur que forman parte del SPT del SEIN se reajusta utilizando el índice de precios denominado “*Finished Goods Less Food and Energy*”, Serie WPSSOP3500, publicado por el Bureau of Labor Statistics del US Department of Labor. En este sentido, el VNR base de las etapas I (set 2000)²⁹ y II (feb 2001)³⁰ reajustados ascienden a US\$ 21 476 751 y US\$ 58 727 629, respectivamente, con un agregado de US\$ 5 331 763 según Addendum N° 5.

3.3.1.7. Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A. (ISA)

De acuerdo con lo establecido en la cláusula 5.2.5³¹ del Contrato BOOT de ISA con el Gobierno del Perú, en la fijación de mayo de 2010 corresponderá actualizar el VNR de las instalaciones de ISA que integran el SPT del SEIN.

²⁷ **Cláusula 5.2.5.1 (i) (a).**- La tarifa comprenderá la anualidad de la inversión que será calculada aplicando el VNR determinado por el organismo regulador el que será siempre igual al Monto de la Inversión del Adjudicatario, ajustado en cada período de revisión por la variación del Finished Goods Less Food and Energy (Serie ID: WPSSOP3500) publicado por el departamento de Trabajo de los Estados Unidos de América.

²⁸ **Cláusula 14 (i).**- Conforme al sistema legal de Tarifas vigente en el Perú, cuyo órgano regulador es la Comisión de Tarifas Eléctricas, la Sociedad Concesionaria tiene derecho a cobrar al conjunto de concesionarios de generación que entregan electricidad al Sistema Principal de Transmisión, las sumas necesarias para cubrir el valor efectivo de su Costo Total de Transmisión, reajustado anualmente según contempla la cláusula 5.2.5.1.(i) de este contrato.

²⁹ Corresponde a la L.T 220 kV Montalvo – Socabaya.

³⁰ Corresponde a las L.T. 220 kV Montalvo – Tacna y Montalvo – Puno.

³¹ 5.2.5 (i) la anualidad de la Inversión que será calculada aplicando:

(a) el VNR determinado por la CTE, el que será siempre igual al Inversión de cada una de las líneas eléctricas del Sistema de Transmisión, ajustado en cada período de revisión previsto por el D.L. 25844, a partir de la Puesta en Operación Comercial, por la variación en el Finished Goods Less Food and Energy (Serie ID: WPSSOP3500) publicado por el Departamento de Trabajo del Gobierno de los Estados Unidos de América.

En este sentido, el VNR de las instalaciones de ISA para el presente proceso tarifario es el mismo determinado en la regulación del año 2006, el cual asciende a US\$ 60 472 804.

El resumen de los valores del VNR correspondientes a la regulación del período mayo 2009 – abril 2010 se muestra en el Cuadro No. 3.2.

Cuadro No. 3.2
VALORIZACIÓN DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN DEL SEIN

CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	TITULAR	VNR (US\$)
L-2280	Zorritos	Zarumilla	REP	5 136 435
L-2248	Talara	Piura Oeste	REP	7 907 092
SE Talara	Reactor 20 MVAR		REP	836 507
SE Piura Oeste	Reactor 20 MVAR		REP	612 862
L-2236	Chiclayo Oeste	Guadalupe	REP	6 751 103
SE Chiclayo Oeste	SVC +/- 30 MVA		REP	3 256 871
L-2234	Guadalupe	Trujillo Norte	REP	8 037 718
SE Guadalupe	Transformador 220/60/10kV; 60MVA		REP	4 978 592
SE Guadalupe	Reactor 20 MVAR		REP	805 114
SE Trujillo Norte	SVC +30/-20 MVAR		REP	3 230 941
L-2215	Chimbote 1	Paramonga Nueva	REP	15 898 707
SE Chimbote	Bancos 20 + 15 MVAR		REP	280 679
L-2213	Paramonga Nueva	Huacho	REP	4 661 235
L-2253	Parte de Celda en SET Paramonga Nueva		REP	151 155
SE Paramonga Nueva	Reactor 40 MVAR		REP	963 565
L-2212	Huacho	Zapallal	REP	9 532 392
L-2003/2004	Chavarria	Santa Rosa	REP	2 885 031
SE San Juan	Bancos 30 + 15 MVAR		REP	3 865 449
L-1120	Paragsha II	Huánuco	REP	6 101 927
SE Huánuco	Banco 2.2 MVAR		REP	123 586
L-1121	Huánuco	Tingo María	REP	7 425 440
SE Tingo María	Banco 2.2 MVAR		REP	116 685
L-1029	Cerro Verde	Repartición	REP	2 867 470
L-1030	Repartición	Mollendo	REP	4 514 345
L-1006	Tintaya	Azángaro	REP	9 241 617
SE Tintaya	SVC +/- 15 MVA		REP	1 329 302
L-1004	Dolorespata	Quencoro	REP	940 103
L-2224	Celda en SE Pachachaca		REP	797 059
C.Control Principal	Lima		REP	1 969 425
C.Control Respaldo	Arequipa		REP	904 041
SE Azángaro	Celda en 138 kV		SAN GABÁN	697 285
SE Tingo María	Reactor 30 MVAR		ETESSELVA	1 205 210
SE Tingo María	Autotransformador 220/138 kV; 40 MVA		ETESSELVA	2 652 220
L-253	Vizcarra	Paramonga Nueva	ETESSELVA	15 698 040
SE Vizcarra	Celda L-253 en 220 kV		ANTAMINA	656 170
L-2025 L-2026	Socabaya	Montalvo	REDESUR	21 476 751
L-2029	Montalvo	Tacna	REDESUR	58 727 629
L-2030	Montalvo	Puno	REDESUR	
	Addendum 5		REDESUR	5 331 763
L-2053 L-2054	Mantaro	Socabaya	TRANSMANTARO	206 670 798
				7 876 272
L-224	Pachachaca	Oroya Nueva	ISA	3 410 881
L-22259 L-22258 L-2254	Oroya-Carhuamayo-Paragsha-Vizcarra		ISA	57 061 922
REP				116 122 447
SAN GABÁN TRANSMISIÓN				697 285
ANTAMINA				656 170
ETESSELVA				19 545 471
REDESUR				85 536 143
TRANSMANTARO				214 547 070
ISA				60 472 804
TOTAL SEIN				497 577 390

⁽¹⁾ Incluye el ajuste señalado en el contrato BOOT

3.4. Costos de Operación y Mantenimiento del Sistema Principal de Transmisión (COyM)

Se revisó la información suministrada por el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC sobre el Costo de Operación y Mantenimiento del SPT. En vista que, en este aspecto, no absolvió satisfactoriamente las observaciones hechas a su estudio, OSINERGMIN determinó, en aplicación del principio regulatorio de no discriminación, revisar integralmente todas las propuestas presentadas sobre el COyM y calcular dichos costos en forma estandarizada para las instalaciones que conforman el SPT del SEIN.

Es importante destacar que el COyM se determinó a partir de la valorización de los costos de operación, mantenimiento, gestión y seguridad para toda una empresa en su conjunto, debido a que existen procesos y/o actividades de operación y gestión que están asociadas a todas las instalaciones de la misma.

Cabe mencionar que para el caso de la empresa Transmantaro, de conformidad con el Addendum N° 4 al Contrato BOOT, que modifica la Cláusula 5.2.5 (ii) de dicho contrato, firmado el 1 de octubre de 2004, se estableció que durante todo el periodo de la Concesión, la retribución anual por costos de operación y mantenimiento será de US\$ 5 171 779, ajustada anualmente por la variación en el índice WPSSOP3500, índice de ajuste cuyo valor inicial (según dicho Addendum) es de 151,5.

De igual modo, para el caso de la empresa Redesur, de conformidad con el Addendum N° 4 al Contrato BOOT, suscrito con el Estado peruano el 15 de junio de 2006, la retribución anual por los costos de operación y mantenimiento será de US\$ 2 216 371, ajustada anualmente por la variación en el índice WPSSOP3500, cuyo valor inicial (según dicho Addendum) es de 156,3.

Asimismo, para el caso de la empresa ISA, los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones de su SPT se determinaron, de acuerdo con lo establecido en el Contrato de Concesión correspondiente, como un 3% del VNR.

Cuadro No. 3.3

COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL SPT

EMPRESA DE TRANSMISIÓN	COSTO DE OyM (US\$/Año)
REP	3 420 167
SAN GABÁN TRANSMISIÓN	18 661
ETESSELVA	573 197
ANTAMINA	17 464
REDESUR	2 430 493
TRANSMANTARO	5 851 108
ISA	1 814 184
TOTAL SEIN	14 125 274

3.5. Factores Nodales de Energía y Factores de Pérdidas de Potencia

Los factores nodales utilizados para expandir el Precio Básico de la Energía se calcularon considerando el despacho económico del sistema. En este sentido, se utiliza el modelo PERSEO que permite una ponderación apropiada de los factores nodales determinados para las diferentes situaciones hidrológicas, para los diferentes meses y para los diferentes niveles de carga en el sistema.

Para el caso de los factores de pérdidas de potencia se consideró lo dispuesto por la Quinta Disposición Complementaria Transitoria de la Ley 28832³².

Los resultados de los factores nodales y de pérdidas se presentan en el Cuadro No. 3.4.

Cuadro No. 3.4
Factores Nodales de Energía y
Factores de Pérdidas de Potencia

BARRAS BASE	Tensión kV	POTENCIA Base Santa Rosa	ENERGIA Base Santa Rosa	
			Punta	Fuera 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
Chavarría	220	0,9994	0,9982	0,9995
Santa Rosa	220	1,0000	1,0000	1,0000
San Juan	220	1,0011	0,9944	0,9972
Cantera	220	0,9978	0,9867	0,9921
Independencia	220	0,9974	0,9920	1,0007
Ica	220	1,0033	1,0041	1,0127

³² **QUINTA.- 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 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.

BARRAS BASE	Tensión kV	POTENCIA Base Santa Rosa	ENERGIA Base Santa Rosa	
			Punta	Fuera Punta
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	220	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	138	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
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	220	0,9878	0,9737	0,9819
Caripa	138	0,9948	0,9887	0,9972
Chilca	220	0,9974	0,9857	0,9902
Condorcocha	138	0,9958	0,9907	0,9988
Condorcocha	44	0,9978	0,9907	0,9988
Desierto	220	1,0023	0,9905	0,9970
Machupicchu	138	0,9841	1,0428	1,0009
Cachimayo	138	1,0011	1,0750	1,0331
Dolorespata	138	1,0000	1,0776	1,0355
Quencoro	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
Socabaya	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	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

BARRAS BASE	Tensión kV	POTENCIA Base Santa Rosa	ENERGIA Base Santa Rosa	
			Punta	Fuera Punta
Aricota	66	1,0212	1,0904	1,1028
Tacna	220	1,0207	1,1007	1,0982
Tacna	66	1,0266	1,1067	1,1012

3.6. Ingreso Tarifario

3.6.1. Ingreso Tarifario de Enlaces Internacionales

De acuerdo con el Artículo 4° RIEE constituye Ingreso Tarifario de los Enlaces Internacionales el monto de dinero que resulta de la diferencia entre la valorización de la energía entregada en el Nodo Frontera del Sistema importador y la valorización de la correspondiente energía retirada del Nodo Frontera del Sistema exportador, por cada Enlace Internacional.

Al respecto, a la fecha de la fijación de los precios en Barra, la línea L-2280 Zorritos-Zarumilla se constituyó en el único enlace internacional, habiéndose registrado durante el año 2008 ingresos tarifarios por el valor de cero, toda vez que no se efectuaron transacciones internacionales de electricidad en dicho periodo.

3.6.2. Ingreso Tarifario de Enlaces Nacionales

Los Ingresos Tarifarios (IT) de energía de las líneas de transmisión y de los transformadores de enlaces nacionales que forman parte del SPT se determinaron con los resultados del modelo PERSEO; asimismo, los ingresos tarifarios de potencia se obtuvieron a partir del producto Precio Básico de Potencia anual y la diferencia entre los factores de pérdidas de potencia calculados para cada elemento de transmisión. Para el caso de las celdas, se consideró que éstas no tienen ingreso tarifario por ser elementos que no generan pérdidas de transmisión; debido a ello, los IT determinados se asignaron a las líneas de transmisión y subestaciones de transformación correspondientes.

En el Cuadro No. 3.5 se presentan los ingresos tarifarios totales, es decir, los correspondientes a la energía más los de potencia.

Cuadro No. 3.5
INGRESO TARIFARIO EN LAS INSTALACIONES DEL SPT

CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	ING. TARIF. (US\$/Año)
L-2280	Zorritos	Zarumilla	0
L-248	Talara	Piura Oeste	99 900
L-236	Chiclayo Oeste	Guadalupe	0
L-234	Guadalupe	Trujillo Norte	12
SE Guadalupe	Transformador 220/60/10kV; 60MVA		1 812
L-215	Chimbote 1	Paramonga Nueva	88 224
L-213	Paramonga Nueva	Zapallal	25 014
L-2003 L-2004	Chavarria	Santa Rosa	0
L-120	Paragsha II	Huánuco	0
L-121	Huánuco	Tingo María	0
L-1019	Cerro Verde	Mollendo	3 414
L-1006A	Tintaya	Azángaro	63 950
SE Azángaro	Celda de LT en 138 kV		0
L-1005A	Dolorespata	Quencoro	4 645
SE Tingo María	Autotransformador 220/138 kV; 40 MVA		0
L-253	Vizcarra	Paramonga Nueva	84 734
SE Vizcarra	Celda de LT 253 en 220 kV		0
L-2025 L-2026	Socabaya	Montalvo	0
L-2029	Montalvo	Tacna	9 956
L-2030	Montalvo	Puno	19 211
L-2053 L-2054	Mantaro	Socabaya	508 321
L-224	Pachachaca	Oroya Nueva	55
L-22259 L-22258 L-2254	Oroya-Carhuamayo-Paragsha-Vizcarra		74 609

REP	282 326
SAN GABÁN TRANSMISIÓN	0
ETESSELVA	84 734
ANTAMINA	0
REDESUR	29 167
TRANSMANTARO	508 321
ISA	74 663

TOTAL SEIN	979 211
------------	---------

3.7. Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión

Dado que el Ingreso Tarifario no cubre el 100% del costo medio de transmisión, se determina un cargo complementario que es igual al Peaje por Conexión del SPT, el cual se define como la diferencia entre el costo medio de transmisión y el ingreso tarifario. El costo medio de transmisión comprende la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión y los costos anuales de operación y mantenimiento eficientes, es

decir, se reconocen costos estándares en base a la noción de un Sistema Económicamente Adaptado a la demanda.

En consecuencia, el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión se calculó como sigue:

$$Peaje = aVNR + COyM - IT$$

Donde:

$aVNR$ = Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo en el SPT

$COyM$ = Costo de Operación y Mantenimiento Anual

IT = Ingreso Tarifario

3.7.1. Liquidación de contratos BOOT

Para el caso de las instalaciones pertenecientes a Transmantaro, Redesur e ISA fue necesario tomar en cuenta la siguiente expresión para la determinación del Peaje por Conexión:

$$Peaje = (aVNR \pm L_A) + COyM - IT$$

El nuevo término que aparece en la expresión anterior (L_A) corresponde a la liquidación anual que fue necesario determinar en cumplimiento de lo dispuesto en los respectivos Contratos de Concesión. A continuación se detallan los cálculos efectuados para determinar la liquidación.

Por otro lado, en el caso específico de la empresa REP, además de la liquidación de sus ingresos anuales, se debe actualizar su Remuneración Anual (en adelante "RA"), con base a lo especificado en su contrato de concesión.

3.7.1.1. Liquidación de Transmantaro

En el caso de esta empresa de transmisión, el período a liquidar comprendió de marzo 2008 a febrero 2009, y se ha efectuado conforme al Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica con modalidad de Contrato BOOT, aprobado por Resolución N° 335-2004-OS/CD. Para el período marzo – abril 2008 se aplica la Resolución OSINERGMIN N° 168-2007-OS/CD y sus modificatorias; asimismo, para el período mayo 2008 – febrero 2009 se aplica la Resolución OSINERGMIN N° 341-2008-OS/CD y sus modificatorias.

El monto a liquidar por el período marzo 2008 – febrero 2009 resultó US\$ 603 141, a aumentarse del Costo Total de Transmantaro, según el detalle que se muestra en el Cuadro N° 3.6.

Cuadro No. 3.6
LIQUIDACIÓN ANUAL Transmantaro

Liquidación Anual de Ingresos								
Año		2009 SPT						
Nro	Año-Mes	VALORES REALES				VALORES ESPERADOS		
		Tipo de Cambio S./US\$	Peaje por Conexión S.	Ingreso Tarifario S.	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2009 US\$	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2009 US\$
1	2008-03	2,728	6 409 942,50	661 370,00	2 592 123,35	2 875 889,43	2 356 386,33	2 614 345,70
2	2008-04	2,763	5 926 387,81	611 477,40	2 366 219,76	2 600 579,27	2 356 386,33	2 589 771,89
3	2008-05	2,892	6 715 619,59	111 163,57	2 360 575,09	2 569 989,43	2 407 664,55	2 621 256,35
4	2008-06	2,824	6 701 832,44	111 665,12	2 412 711,60	2 602 060,72	2 407 664,55	2 596 617,59
5	2008-07	2,929	6 760 894,55	113 380,64	2 346 970,02	2 507 367,86	2 407 664,55	2 572 210,41
6	2008-08	2,963	6 691 009,31	111 484,85	2 295 813,08	2 429 660,19	2 407 664,55	2 548 032,66
7	2008-09	3,045	6 947 968,96	115 766,30	2 319 781,69	2 431 949,91	2 407 664,55	2 524 082,17
8	2008-10	3,097	6 980 358,72	116 305,98	2 291 464,22	2 379 682,89	2 407 664,55	2 500 356,80
9	2008-11	3,112	6 980 358,75	116 305,96	2 280 419,25	2 345 952,45	2 407 664,55	2 476 854,44
10	2008-12	3,151	7 285 809,90	121 395,36	2 350 747,46	2 395 570,63	2 407 664,55	2 453 572,99
11	2009-01	3,230	7 318 536,60	121 940,66	2 303 553,39	2 325 411,33	2 407 664,55	2 430 510,38
12	2009-02	3,176	7 318 536,79	121 940,66	2 342 719,60	2 342 719,60	2 407 664,55	2 407 664,55
					28 263 098,53	29 806 833,73	28 789 418,19	30 335 275,95
Diferencia 2008-03 y 2009-03				528 442,22	US\$			
Liquidación al 30 de Abril del 2010				603 140,56	US\$			

3.7.1.2. Liquidación Anual de Redesur

El Contrato BOOT de Redesur consta de dos etapas cuya operación comercial se inicia en fechas distintas. La primera etapa se inicia en octubre del año 2000 y la segunda etapa se inicia en marzo del año 2001. De acuerdo con lo establecido en el Contrato BOOT la puesta en operación comercial se inicia en la fecha en que se emite el “Acta de Pruebas”.

El período de liquidación anual para la empresa Redesur comprende de marzo 2008 a febrero 2009, y se ha efectuado conforme al Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica con modalidad de Contrato BOOT, aprobado por Resolución N° 335-2004-OS/CD. Para el período marzo – abril 2008 se aplica la Resolución OSINERG N° 168-2007-OS/CD y sus modificatorias; asimismo, para el período mayo 2008 – febrero 2009 se aplica la Resolución OSINERGMIN N° 341-2008-OS/CD y sus modificatorias.

Las mensualidades correspondientes a los períodos antes indicados se compararon con las mensualidades facturadas por Redesur según los cálculos de transferencias efectuados por el COES-SINAC, dando como resultado un saldo de liquidación positivo, el cual, expresado al presente proceso regulatorio asciende a US\$ 250 729, a aumentarse del Costo Total de Redesur, según el detalle que se muestra en el Cuadro 3.7.

Cuadro No. 3.7 LIQUIDACIÓN ANUAL Redesur

Liquidación Anual de Ingresos - SPT REDESUR								
Año		2009	SPT					
VALORES REALES						VALORES ESPERADOS		
Nro	Año-Mes	Tipo de Cambio S./US\$	Peaje por Conexión S/.	Ingreso Tarifario S/.	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2009 US\$	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2009 US\$
1	2008-03	2,728	2 684 668,97	9 087,60	987 447,42	1 095 545,71	897 644,96	995 912,36
2	2008-04	2,763	2 482 142,28	8 402,01	901 391,35	990 668,61	897 644,96	986 551,17
3	2008-05	2,892	2 595 729,15	5 764,98	899 548,45	979 350,34	970 142,11	1 056 206,59
4	2008-06	2,824	2 740 932,49	4 770,61	972 274,47	1 048 578,37	970 142,11	1 046 278,67
5	2008-07	2,929	2 915 929,96	3 828,11	996 844,68	1 064 971,56	970 142,11	1 036 444,07
6	2008-08	2,963	2 736 506,04	4 762,89	925 166,70	979 104,40	970 142,11	1 026 701,90
7	2008-09	3,045	2 841 598,07	4 945,82	934 825,58	980 027,13	970 142,11	1 017 051,32
8	2008-10	3,097	2 854 844,91	4 968,88	923 414,20	958 964,56	970 142,11	1 007 491,44
9	2008-11	3,112	2 854 844,91	4 968,86	918 963,29	945 371,86	970 142,11	998 021,42
10	2008-12	3,151	2 979 769,10	5 186,33	947 304,17	965 367,01	970 142,11	988 640,41
11	2009-01	3,230	2 993 153,83	5 209,58	928 285,89	937 094,20	970 142,11	979 347,59
12	2009-02	3,176	2 993 153,83	5 208,26	944 068,67	944 068,67	970 142,11	970 142,11
						11 889 112,41		12 108 789,03
Diferencia 2008-03 y 2009-03				219 676,62	US\$			
Liquidación al 30 de Abril del 2010				250 729,17	US\$			

3.7.1.3. Liquidación de ISA

El período de liquidación anual para la empresa ISA comprendió de marzo 2008 a febrero 2009, y se efectuó conforme al Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica con modalidad de Contrato BOOT, aprobado por Resolución N° 335-2004-OS/CD.

Con relación a los ingresos esperados, para los meses de marzo y abril de 2008 se aplica la Resolución OSINERG N° 168-2007-OS/CD y sus modificatorias; asimismo, para el período mayo 2008 a febrero 2009 se aplica la Resolución OSINERGMIN N° 341-2008-OS/CD y sus modificatorias.

Las mensualidades correspondientes a los períodos antes indicados se comparan con las mensualidades facturadas por ISA PERU según los cálculos de transferencias efectuados por el COES-SINAC, dando como resultado un saldo de liquidación negativo, el cual, expresado al presente proceso regulatorio asciende a US\$ 164 152, a ser compensado a ISA, según el detalle que se muestra en el Cuadro N° 3.8.

Cuadro No. 3.8 LIQUIDACIÓN ANUAL ISA

Liquidación Anual de Ingresos								
Año		SPT						
2009		VALORES REALES					VALORES ESPERADOS	
Nro	Año-Mes	Tipo de Cambio S./US\$	Peaje por Conexión S/.	Ingreso Tarifario S/.	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2009 US\$	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2009 US\$
1	2008-03	2,728	2 139 547,24	19 229,40	791 340,41	877 970,38	720 288,69	799 140,45
2	2008-04	2,763	1 978 143,59	17 778,77	722 375,09	793 921,89	720 288,69	791 628,85
3	2008-05	2,892	2 024 862,42	12 256,75	704 398,05	766 887,51	717 107,13	780 724,05
4	2008-06	2,824	2 020 482,99	12 671,77	719 955,65	776 457,63	717 107,13	773 385,56
5	2008-07	2,929	2 038 066,27	13 224,60	700 338,30	748 201,18	717 107,13	766 116,04
6	2008-08	2,963	2 017 220,00	12 661,33	686 073,01	725 013,13	717 107,13	758 914,85
7	2008-09	3,045	2 094 688,74	13 137,20	692 225,27	725 696,38	717 107,13	751 781,36
8	2008-10	3,097	2 104 453,68	13 198,42	683 775,30	710 099,84	717 107,13	744 714,91
9	2008-11	3,112	2 104 453,67	13 198,44	680 479,47	700 034,64	717 107,13	737 714,89
10	2008-12	3,151	2 196 541,75	13 775,97	701 465,48	714 840,76	717 107,13	730 780,66
11	2009-01	3,230	2 206 408,34	13 837,85	687 382,72	693 905,15	717 107,13	723 911,61
12	2009-02	3,176	2 206 408,34	13 837,84	699 069,96	699 069,96	717 107,13	717 107,13
						8 932 098,45		9 075 920,35
Diferencia 2008-03 y 2009-03				143 821,91	US\$			
Liquidación al 30 de Abril del 2010				164 151,96	US\$			

3.7.1.4. Liquidación de REP

Para la liquidación anual de la Remuneración Anual (en adelante "RA") correspondiente a REP se tuvo en cuenta lo estipulado en el Anexo N° 7, numeral 7.0 (Procedimiento de liquidación anual) del Contrato de Concesión Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN – ETESUR (en adelante "CONTRATO") y el Procedimiento para la Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del CONTRATO, aprobado mediante Resolución OSINERG N° 336-2004-OS/CD.

Cabe mencionar que, como resultado, se obtuvo un monto de liquidación de US\$ 3 088 186, a ser compensado a REP y que se resume en el cuadro siguiente:

Cuadro No. 3.9
LIQUIDACION DE LA RA (Periodo: Mayo 2008 a Abril 2009)

Mes	Fecha de Tipo de Cambio	Tipo de Cambio	Montos Facturados Mensualmente				RAG mensual	Valor a Abril del 2009 US\$	Saldo de liquidación	
			RA1 S/.	RA2 S/.	Total S/.	Total US \$			Mensual US\$	Valor presente a Abril 2009
		US \$					US\$			
1 Mayo	13.06.2008	2.892	11 243 016,20	4 992 321,49	15 635 337,69	5 406 409,99	5 627 437,14	5 998 262,91	221 027,15	245 229,53
2 Junio	14.07.2008	2.824	11 321 445,12	4 520 877,72	15 842 322,84	5 608 887,69	5 627 437,14	6 166 512,54	17 549,45	19 287,61
3 Julio	14.08.2008	2.929	11 615 474,04	4 761 176,42	16 376 650,46	5 591 209,44	5 627 437,14	6 007 223,92	36 227,69	39 441,57
4 Agosto	12.09.2008	2.963	11 489 421,71	4 587 870,88	16 057 292,59	5 419 268,51	5 627 437,14	5 844 571,62	208 168,63	224 505,66
5 Septiembre	11.10.2008	3.045	11 704 569,35	4 744 244,13	16 528 813,48	5 420 101,77	5 627 437,14	5 799 157,30	199 256,37	212 072,99
6 Octubre	14.11.2008	3.097	11 912 238,75	4 788 058,80	16 698 297,55	5 391 765,43	5 627 437,14	5 706 108,19	235 671,70	249 411,49
7 Noviembre	12.12.2008	3.112	12 082 788,43	4 779 932,74	16 872 721,17	5 421 825,57	5 627 437,14	5 683 986,67	205 611,57	215 563,49
8 Diciembre	14.01.2009	3.151	12 080 566,21	4 963 435,27	17 054 001,48	5 412 250,55	5 627 437,14	5 620 615,81	215 106,59	223 471,02
9 Enero	13.02.2009	3.230	12 091 418,62	4 963 535,58	17 074 954,40	5 288 363,59	5 627 437,14	5 438 279,64	341 073,55	360 875,10
10 Febrero	13.03.2009	3.176	12 018 036,74	4 956 478,40	16 974 495,14	5 344 611,19	5 627 437,14	5 446 620,22	282 605,96	288 218,77
11 Marzo	14.04.2009	3.052	12 005 000,25	5 204 813,25	17 210 613,51	5 566 175,13	5 627 437,14	5 610 991,42	61 262,01	61 843,31
12 Abril	14.05.2009	3.028	11 844 728,57	5 218 774,60	17 063 503,17	5 635 238,83	5 627 437,14	5 635 238,83	-7 801,69	-7 801,69
Total								69 044 469,16	2 016 057,97	2 122 902,84

LIQUIDACIÓN TOTAL

RAG a Liquidar Año 7 (US\$) al 30/04/09 (A)	Recálculo Ampliaciones Menores y RAA (US\$) al 30/04/09 (B)	Recálculo RAG a Liquidar Año 7 (US\$) al 30/04/09 (B+A)	Valor actualizado de los montos facturados (US\$) al 30/04/09 (F)	Liquidación US\$ al 30/04/09 (F=D-E)	Recuperación del ITF al 30/04/09 (US\$) (G)	Recuperación del ITF Adic a la RAG al 30/04/09 (US\$) (H)	Liquidación Total al 30/04/09 (US\$) (I=F+G+H)	Liquidación Total a aplicar a la RAG año 8 (US\$) al 30/04/10 (J)
71 167 372	518 273	71 685 645	69 044 469	2 641 175	109 728	6 406	2 757 309	3 088 186

ACTUALIZACIÓN DE LA RA

RAG (Actualizada Año 8) (USD) al 30/04/10 (K)	RAA al 30/04/10 (USD) (L)	RA al 30/04/10 (USD) (M=K+L)	Liquidación Total a aplicar a la RAG año 8 (USD) al 30/04/10 (J)	RA año 8 al 30/04/10 (USD) (M+J)
66 539 852	14 557 182	81 097 034	3 088 186	84 185 220

3.7.1.5. Determinación y Asignación de la RAG y la RAA

Con la información disponible, y la liquidación anual de la RA, obtenida conforme se indica en el numeral anterior, se determinó la RAG para el período mayo 2009 – abril 2010, que se resume en el Cuadro N° 3.10.

Cuadro No. 3.10
Cálculo de la RA de Red de Energía del Perú S.A.

Concepto	US\$
Remuneración Anual RA	
Remuneración Anual Garantizada RAG	66 539 852
Remuneración Anual por Ampliaciones RAA	14 557 182
Total RAA (2008-2009)	81 097 034
Liquidación Anual de la RAG (May-08-Abr-09)	2 958 116
Saldo a favor del ITF de Mayo 08 a Abril 09	122 895
Recuperación del ITF Adic a la RAG	7 174
Total RA (2009-2010)	84 185 220

Montos Expresados a Abril de 2009

Concepto	US\$
RA	84 185 220
RA1	47 388 274
RA2	36 796 946
RA SST	1 484 485
ITA	730 847
PSST	753 638
RA SPT	35 312 461

RA₁: Parte de la RA asignada a los generadores

RA₂: Parte de la RA asignada a los consumidores finales

Conforme se observa en el cuadro anterior, en esta oportunidad el monto de la RA_{SPT} , viene a ser el Costo Anual que le corresponde pagar a los consumidores por el SPT, y cuyo valor es de US\$ 35 312 461.

3.7.2. Compensación Tarifaria

De acuerdo con el Artículo 30³³ del RIEE, corresponde que OSINERGMIN efectúe una compensación tarifaria con los montos recaudados por el COES-SINAC por concepto de Ingreso Tarifario de los enlaces internacionales. Dicha compensación tarifaria se destina a la reducción de los peajes del SPT, de acuerdo a las disposiciones y procedimientos que al efecto dicte OSINERGMIN.

Al respecto, toda vez que el correspondiente ingreso tarifario del enlace internacional Zorritos-Zarumilla 220 kV resultó ser igual a cero, la compensación tarifaria que se aplicó en la determinación del Peaje por Conexión al SPT fue nula.

3.7.3. Cargo Unitario por Generación Adicional

Correspondió determinar el Cargo Unitario por Generación Adicional, de acuerdo con lo dispuesto por el Procedimiento "Compensación por Generación Adicional", aprobado por Resolución OSINERGMIN N° 002-2009-OS/CD, en cumplimiento de los DU 037 y DU 049.

Al respecto, la compensación prevista es de S/. 94 841 060, que se distribuye en cargos unitarios diferenciados por cada tipo de usuario, de acuerdo como se presenta en el Cuadro No. 3.11.

Cuadro No. 3.11

Tipo de Usuario	S/./kW-mes
Regulados	0,82
Libres no Grandes Usuarios	3,12
Grandes Usuarios	5,45

3.7.4. Cargo Unitario por Seguridad de Suministro

Correspondió determinar el Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro, de acuerdo con lo dispuesto por la norma "Compensación Adicional por Seguridad de Suministro", aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 651-2008-OS/CD.

Al respecto, siendo que a abril del presente año, no se ha otorgado a central de generación eléctrica alguna la calidad de dual, no correspondió determinar compensación por este concepto. En consecuencia, el cargo unitario resultante es de 0,0 S/./kW-mes.

³³ **Artículo 30°.- Compensación tarifaria**

Los montos recaudados por el COES por concepto de Ingreso Tarifario de los Enlaces Internacionales, serán asignados a la demanda nacional a través de la reducción de los peajes del Sistema Principal de Transmisión, deducidos los tributos de ley, de acuerdo a las disposiciones y procedimientos que al efecto dicte OSINERG.

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

Correspondió determinar el Cargo Unitario por CVOA-CMg de acuerdo con lo dispuesto por la norma "Procedimientos para Compensación de los Costos Variables Adicionales y de los Retiros sin Contrato", aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 001-2009-OS/CD y sus modificatorias, en cumplimiento de lo dispuesto por el DU 049.

Al respecto, se corrigió la compensación propuesta del COES-SINAC mediante Carta COES/D-325-2009 considerando las premisas de oferta y demanda contenidas en el presente informe. Como resultado, se estima que para el periodo mayo 2009 – abril 2010 se debe compensar un monto³⁴ total de S/. 169 072 942. El cargo unitario resultante es de 3,35 S/./kW-mes.

3.7.6. Cargo Unitario por Costos Variables Adicionales por Retiros sin Contrato (CVOA-RSC)

Correspondió determinar el Cargo Unitario por CVOA-RSC de acuerdo con lo dispuesto por la norma "Procedimientos para Compensación de los Costos Variables Adicionales y de los Retiros sin Contrato", aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 001-2009-OS/CD y sus modificatorias, en cumplimiento de lo dispuesto por el DU 049.

Al respecto, se corrigió la compensación propuesta del COES-SINAC mediante Carta COES/D-325-2009 considerando las premisas de oferta y demanda contenidas en el presente informe. Como resultado, se estima que para el periodo mayo 2009 – abril 2010 se debe compensar un total de S/. 195 733 143. El cargo unitario resultante es de 3,87 S/./kW-mes.

3.7.7. Determinación del Peaje por Conexión

El Peaje por Conexión Unitario se calculó dividiendo el monto del Peaje por Conexión entre la Máxima Demanda anual proyectada a ser entregada a los clientes. Para el presente caso, se ha considerado una Máxima Demanda anual esperada igual a 4453,2 MW.

Con el VNR reconocido para el sistema de transmisión y los costos de operación y mantenimiento señalados anteriormente, el Peaje por Conexión al SPT resulta igual a 22,197 US\$/kW-año.

Se debe señalar que al Peaje por Conexión unitario indicado se agregó el pago por la Garantía por Red Principal del Proyecto Camisea, que en esta regulación asciende al monto de 0,00 US\$/kW-mes, y el cargo unitario por compensación por transporte de gas natural a que se refiere el Artículo 5° del DL 1041, que en esta regulación asciende al monto de 0,22 US\$/kW-mes, conforme se detalla en el Informe N° 0139-2009-GART y en el Memorando N° 0401-2009-GART.

Asimismo, al Peaje por Conexión unitario también se incluyó el Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro, el Cargo Unitario por

³⁴ El monto incluye el saldo pendiente a devolver de los meses de agosto a diciembre del 2008 en aplicación del DL 1041

Generación Adicional, el Cargo Unitario por CVOA-CMg y el Cargo Unitario por CVOA-RSC, igual a 0,00 US\$/kW-mes, 0,26 US\$/kW-mes, 1,06 US\$/kW-mes y 1,23 US\$/kW-mes, respectivamente.

El Cuadro No. 3.12 muestra el resultado del cálculo del Peaje por Conexión y del Peaje por Conexión Unitario para el periodo que va desde mayo 2009 hasta abril 2010.

Cuadro No. 3.12
PEAJES POR CONEXIÓN EN EL SPT

EMPRESA DE TRANSMISIÓN	COSTO ANUAL (US\$/Año)	LIQUIDACIÓN ANUAL (US\$/Año)	AJUSTE POR RAG (US\$/Año)	INGRESO TARIFARIO (US\$/Año)	PEAJE ANUAL (US\$/Año)	PEAJE UNITARIO (US\$/kW-Año)
REP	17 836 033		35 312 461	282 326	35 030 135	8,320
SAN GABÁN TRANSMISIÓN	105 225			0	105 225	0,025
ANTAMINA	98 923			0	98 923	0,023
ETSELVA	2 999 643			84 734	2 914 909	0,692
REDESUR	13 078 663	250 729		29 167	13 300 225	3,159
TRANSMANTARO	32 505 522	603 141		508 321	32 600 341	7,743
ISA	9 321 499	164 152		74 663	9 410 988	2,235
Garantía por Red Principal (GRP) TGP						0,000
Garantía por Red Principal (GRP) GNLC						0,000
Cargo Unitario por Compensación por Transporte por Gas Natural para Generación Eléctrica						2,737
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro						0,000
Cargo Unitario por Costo Variable de Operación Adicional por CMG						13,388
Cargo Unitario por Costo Variable de Operación Adicional por RSC						15,499
Cargo Unitario por Generación Adicional (Usuario Regulado)						3,281
Cargo Unitario por Generación Adicional (Usuario Libre)						12,500
Cargo Unitario por Generación Adicional (Grandes Usuarios)						21,808

Todos los cargos, con excepción del Cargo Unitario por Generación Adicional, son aplicables por igual tanto a los Usuarios Regulados como a los Usuarios Libres. El Cargo Unitario por Generación Adicional se aplica de manera diferenciada por cada tipo de usuario, según lo dispuesto en el DU 037.

4. Precios en Barra en Subestaciones Base

La barra de referencia considerada para la aplicación del Precio Básico de la Energía fue la ciudad de Lima (barras de San Juan, Santa Rosa y Chavarría a 220 kV).

De igual modo, para el Precio Básico de la Potencia se consideró como referencia la ciudad de Lima en 220 kV, por ser ésta la ubicación más conveniente para instalar capacidad adicional de potencia de punta en el SEIN.

4.1. Precios Teóricos

Los precios teóricos de potencia y energía en cada Subestación Base, que se determinaron expandiendo los precios básicos con los respectivos factores de pérdidas y nodales, se muestran en el Cuadro No. 4.1. En el mismo cuadro se presentan los correspondientes cargos por transmisión³⁵.

³⁵ En el cuadro siguiente se muestran los peajes del Sistema Secundario de Transmisión publicados en las Resoluciones OSINERGMIN N° 065-2005-OS/CD, OSINERGMIN N° 054-2009-OS/CD y sus modificatorias, debidamente actualizados.

Cuadro No. 4.1

TARIFAS TEÓRICAS - MONEDA NACIONAL

Barra	PPM S/AlV-mes	PCSPT S/AlV-mes	PPB S/AlV-mes	CPSEE ctm.S/AlVh	PEMP ctm.S/AlVh	PEMF ctm.S/AlVh
Zorritos	17.94	14.28	32.22	0.00	12.37	10.57
Talara	17.91	14.28	32.19	0.00	12.33	10.55
Piura Oeste	17.95	14.28	32.23	0.00	12.70	10.81
Chiclayo Oeste	17.86	14.28	32.14	0.00	12.51	10.62
Carhuapuerto 220	17.75	14.28	32.03	0.00	12.32	10.49
Guadalupe 220	17.86	14.28	32.14	0.00	12.48	10.58
Guadalupe 60	17.85	14.28	32.13	0.00	12.52	10.60
Cajamarca	17.86	14.28	32.14	0.00	12.45	10.54
Tuquito Norte	17.82	14.28	32.10	0.00	12.34	10.45
Chimbote 1 220	17.71	14.28	31.99	0.00	12.08	10.25
Chimbote 1 138	17.70	14.28	31.98	0.00	12.06	10.24
Paramonga N 220	17.73	14.28	32.01	0.00	11.74	9.88
Paramonga N 138	17.73	14.28	32.01	0.00	11.72	9.88
Paramonga 138	17.71	14.28	31.99	0.17	11.69	9.88
Huacho	17.75	14.28	32.03	0.00	11.88	9.82
Zapallal	17.75	14.28	32.03	0.00	11.60	9.70
Ventanilla	17.76	14.28	32.04	0.00	11.59	9.68
Chaverría	17.80	14.28	32.08	0.00	11.62	9.71
Santa Rosa	17.81	14.28	32.09	0.00	11.64	9.71
San Juan	17.83	14.28	32.11	0.00	11.67	9.69
Cariera	17.77	14.28	32.05	0.00	11.49	9.64
Independencia	17.76	14.28	32.04	0.00	11.54	9.72
Ica	17.86	14.28	32.14	0.16	11.69	9.84
Marcona	18.11	14.28	32.39	0.92	11.94	10.04
Manfaro	17.53	14.28	31.81	0.00	11.32	9.49
Huaycachi	17.60	14.28	31.88	0.00	11.42	9.56
Pachachaca	17.64	14.28	31.92	0.00	11.43	9.58
Huancavelica	17.59	14.28	31.87	0.00	11.39	9.55
Calishuanca ELP	17.69	14.28	31.97	0.00	11.49	9.62
Cajamangulla	17.77	14.28	32.05	0.07	11.58	9.69
Huallanca 138	17.35	14.28	31.63	0.00	11.62	9.96
Vicos	17.73	14.28	32.01	0.00	11.51	9.68
Tingo Maria 220	17.65	14.28	31.93	0.00	11.21	9.43
Aguyña 220	17.60	14.28	31.88	0.00	11.08	9.31
Aguyña 138	17.62	14.28	31.90	0.00	11.11	9.32
Aguyña 22.3	17.62	14.28	31.90	0.00	11.09	9.32
Pucallpa 138	17.79	14.28	32.07	0.00	11.35	9.46
Pucallpa 60	17.90	14.28	32.18	1.96	11.37	9.47
Aucayacu	17.61	14.28	31.89	0.00	11.21	9.43
Tocache	17.61	14.28	31.89	0.00	11.32	9.50
Tingo Maria 138	17.64	14.28	31.92	0.00	11.16	9.40
Huánuco 138	17.70	14.28	31.98	0.00	11.44	9.51
Paragsha II 138	17.68	14.28	31.96	0.09	11.40	9.60
Paragsha 220	17.65	14.28	31.93	0.00	11.40	9.59
Yaupi 138	17.48	14.28	31.76	0.00	11.22	9.46
Yuncán 138	17.53	14.28	31.81	0.00	11.22	9.46
Yuncán 220	17.53	14.28	31.81	0.00	11.26	9.48
Oroya Nueva 220	17.64	14.28	31.82	0.09	11.44	9.69
Oroya Nueva 138	17.69	14.28	31.97	0.00	11.42	9.66
Oroya Nueva 50	17.66	14.28	31.94	0.00	11.53	9.65
Carhuamayo 138	17.71	14.28	31.99	0.09	11.48	9.61
Carhuamayo 220	17.59	14.28	31.87	0.09	11.33	9.54
Carpa 138	17.71	14.28	31.99	0.62	11.51	9.69
Chilca 220	17.76	14.28	32.04	0.00	11.47	9.62
Condorcocha 138	17.73	14.28	32.01	0.00	11.53	9.70
Condorcocha 44	17.77	14.28	32.05	0.00	11.53	9.70
Desierto 220	17.85	14.28	32.13	0.00	11.53	9.68
Machupicchu	17.52	14.28	31.80	0.00	12.14	9.72
Cachimayo	17.83	14.28	32.11	0.00	12.51	10.08
Dolorespata	17.81	14.28	32.09	0.00	12.54	10.06
Quencoro	17.80	14.28	32.08	0.00	12.52	10.02
Combapata	17.91	14.28	32.19	0.00	12.58	10.20
Tintaya	17.99	14.28	32.27	0.00	12.59	10.39
Ayawi	17.81	14.28	32.09	0.00	12.37	10.24
Azángaro	17.71	14.28	31.99	0.00	12.24	10.12
San Gabán	17.29	14.28	31.57	0.00	12.31	10.17
Julica	17.98	14.28	32.26	0.00	12.57	10.40
Puno 138	18.07	14.28	32.35	0.00	12.71	10.51
Puno 220	18.08	14.28	32.36	0.00	12.70	10.53
Callalli	18.02	14.28	32.30	0.00	12.63	10.48
Santuario	18.02	14.28	32.30	0.00	12.51	10.43
Socabaya 138	18.08	14.28	32.36	0.12	12.58	10.48
Socabaya 220	18.08	14.28	32.36	0.00	12.57	10.47
Cerro Verde	18.11	14.28	32.39	0.00	12.24	10.12
Repartición	18.14	14.28	32.42	0.00	12.66	10.53
Mollendo	18.18	14.28	32.46	0.00	12.69	10.54
Montalvo 220	18.13	14.28	32.41	0.46	12.74	10.62
Montalvo 138	18.13	14.28	32.41	0.46	12.75	10.63
Ilo 138	18.21	14.28	32.49	0.46	12.86	10.74
Botiflaca 138	18.21	14.28	32.49	0.46	12.85	10.70
Toquepala	18.22	14.28	32.50	0.46	12.83	10.74
Ancota 138	18.20	14.28	32.48	0.00	12.73	10.72
Ancota 66	18.18	14.28	32.46	0.00	12.69	10.71
Tacna 220	18.18	14.28	32.46	0.00	12.81	10.67
Tacna 66	18.28	14.28	32.56	0.54	12.88	10.70

Tipo de Cambio	3.161	S/US\$	F.C.	80.1%	%EHP	19.8%
----------------	-------	--------	------	-------	------	-------

Notas :

PPM Precio de la Potencia de Punta a nivel generación

PCSPT Cargo de Peaje de Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión

PPB Precio en Barra de la Potencia de Punta

CPSEE Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía

PEMP Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta

PEMF Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta

F.C. Factor de Carga Anual del Sistema

%EHP Porcentaje de la Energía Total consumida en el Bloque de Punta para los próximos 4 años.

Promedio Costo medio de la Electricidad a Nivel Generación, para el F.C. y el %EHP del sistema.

Promedio = $PPB / (2 \cdot F.C.) + PEMP \cdot \%EHP + PEMF \cdot (1 - \%EHP) + CPSEE$

Cuadro No. 4.2

TARIFAS TEÓRICAS - MONEDA EXTRANJERA

Barra	PPM \$/MVA-mes	PCSPT \$/MVA-mes	PPB \$/MVA-mes	CPSEE ctv. \$/MVAh	PEMP ctv. \$/MVAh	PEMF ctv. \$/MVAh
Zorritos	5,68	4,52	10,19	0,00	3,91	3,35
Talara	5,67	4,52	10,18	0,00	3,90	3,34
Piura Oeste	5,68	4,52	10,20	0,00	4,02	3,42
Chiclayo Oeste	5,65	4,52	10,17	0,00	3,96	3,36
Carhuapuerto 220	5,62	4,52	10,13	0,00	3,90	3,32
Guadalupe 220	5,65	4,52	10,17	0,00	3,95	3,35
Guadalupe 60	5,65	4,52	10,16	0,00	3,96	3,35
Cajamarca	5,65	4,52	10,17	0,00	3,94	3,33
Trujillo Norte	5,64	4,52	10,16	0,00	3,90	3,31
Chimbote 1 220	5,60	4,52	10,12	0,00	3,82	3,24
Chimbote 1 138	5,60	4,52	10,12	0,00	3,82	3,24
Paramonga N 220	5,61	4,52	10,13	0,00	3,71	3,13
Paramonga N 138	5,61	4,52	10,13	0,00	3,71	3,13
Paramonga 138	5,60	4,52	10,12	0,05	3,70	3,13
Huacho	5,61	4,52	10,13	0,00	3,70	3,11
Zapallal	5,62	4,52	10,13	0,00	3,67	3,07
Ventanilla	5,62	4,52	10,14	0,00	3,67	3,06
Chaverría	5,63	4,52	10,15	0,00	3,68	3,07
Santa Rosa	5,63	4,52	10,15	0,00	3,68	3,07
San Juan	5,64	4,52	10,16	0,00	3,68	3,06
Cariera	5,62	4,52	10,14	0,00	3,63	3,05
Independencia	5,62	4,52	10,14	0,00	3,65	3,08
Ica	5,65	4,52	10,17	0,05	3,70	3,11
Marcona	5,73	4,52	10,25	0,29	3,78	3,18
Maritimo	5,55	4,52	10,06	0,00	3,58	3,00
Huaycachi	5,57	4,52	10,09	0,00	3,61	3,02
Pachachaca	5,58	4,52	10,10	0,00	3,61	3,03
Huancavelica	5,56	4,52	10,08	0,00	3,60	3,02
Callahuasica ELP	5,60	4,52	10,11	0,00	3,63	3,04
Cajamarquilla	5,62	4,52	10,14	0,02	3,66	3,07
Huallanca 138	5,49	4,52	10,01	0,00	3,68	3,15
Vicos	5,61	4,52	10,12	0,00	3,64	3,06
Tingo Maria 220	5,58	4,52	10,10	0,00	3,55	2,98
Aguylla 220	5,57	4,52	10,09	0,00	3,50	2,94
Aguylla 138	5,57	4,52	10,09	0,00	3,51	2,95
Aguylla 22,9	5,57	4,52	10,09	0,00	3,51	2,95
Pucallpa 138	5,63	4,52	10,15	0,00	3,59	2,99
Pucallpa 60	5,66	4,52	10,18	0,62	3,60	3,00
Aucayacu	5,57	4,52	10,09	0,00	3,55	2,98
Tocache	5,57	4,52	10,09	0,00	3,58	3,00
Tingo Maria 138	5,58	4,52	10,10	0,00	3,53	2,97
Huanuco 138	5,60	4,52	10,12	0,00	3,62	3,01
Paragsha II 138	5,59	4,52	10,11	0,03	3,61	3,04
Paragsha 220	5,58	4,52	10,10	0,00	3,60	3,03
Yaupi 138	5,53	4,52	10,05	0,00	3,55	2,99
Yuncan 138	5,55	4,52	10,06	0,00	3,55	2,99
Yuncan 220	5,55	4,52	10,06	0,00	3,56	3,00
Oroya Nueva 220	5,59	4,52	10,10	0,03	3,62	3,03
Oroya Nueva 138	5,59	4,52	10,11	0,00	3,61	3,06
Oroya Nueva 50	5,59	4,52	10,11	0,00	3,65	3,05
Carhuamayo 138	5,60	4,52	10,12	0,03	3,63	3,04
Carhuamayo 220	5,56	4,52	10,08	0,03	3,58	3,02
Carpa 138	5,60	4,52	10,12	0,20	3,64	3,06
Chilca 220	5,62	4,52	10,14	0,00	3,63	3,04
Condorcatcha 138	5,61	4,52	10,13	0,00	3,65	3,07
Condorcatcha 44	5,62	4,52	10,14	0,00	3,65	3,07
Desierto 220	5,65	4,52	10,16	0,00	3,65	3,06
Machupicchu	5,54	4,52	10,06	0,00	3,64	3,08
Cachmayo	5,64	4,52	10,16	0,00	3,96	3,17
Dólorespata	5,63	4,52	10,15	0,00	3,97	3,19
Quencono	5,63	4,52	10,15	0,00	3,96	3,17
Combapata	5,67	4,52	10,18	0,00	3,98	3,23
Tinlaya	5,69	4,52	10,21	0,00	3,98	3,29
Ayavi	5,63	4,52	10,15	0,00	3,91	3,24
Azángaro	5,60	4,52	10,12	0,00	3,87	3,20
San Gabán	5,47	4,52	9,99	0,00	3,89	3,22
Juliaca	5,69	4,52	10,21	0,00	3,98	3,29
Puno 138	5,72	4,52	10,23	0,00	4,02	3,33
Puno 220	5,72	4,52	10,24	0,00	4,02	3,33
Callalli	5,70	4,52	10,22	0,00	3,99	3,31
Sanhuano	5,70	4,52	10,22	0,00	3,96	3,30
Socabaya 138	5,72	4,52	10,24	0,04	3,98	3,31
Socabaya 220	5,72	4,52	10,24	0,00	3,98	3,31
Cerro Verde	5,73	4,52	10,25	0,00	3,87	3,20
Repartición	5,74	4,52	10,26	0,00	4,01	3,33
Mullendo	5,75	4,52	10,27	0,00	4,01	3,33
Montalvo 220	5,74	4,52	10,25	0,14	4,03	3,36
Montalvo 138	5,74	4,52	10,25	0,14	4,03	3,36
Ilo 138	5,76	4,52	10,28	0,14	4,07	3,40
Bofilaca 138	5,76	4,52	10,28	0,14	4,07	3,39
Toquepala	5,77	4,52	10,28	0,14	4,06	3,40
Ancota 138	5,76	4,52	10,28	0,00	4,03	3,39
Ancota 66	5,75	4,52	10,27	0,00	4,01	3,39
Tacna 220	5,75	4,52	10,27	0,00	4,05	3,37
Tacna 66	5,78	4,52	10,30	0,17	4,07	3,38

Tipo de Cambio	3,161	\$/US\$	F.C.	80,1%	%EHP	19,8%
----------------	-------	---------	------	-------	------	-------

Notas:

PPM Precio de la Potencia de Punta a nivel generación

PCSPT Cargo de Peaje de Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión

PPB Precio en Barra de la Potencia de Punta

CPSEE Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía

PEMP Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta

PEMF Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta

F.C. Factor de Carga Anual del Sistema

%EHP Porcentaje de la Energía Total consumida en el Bloque de Punta para los próximos 4 años.

Promedio Costo medio de la Electricidad a Nivel Generación, para el F.C. y el %EHP del sistema.

Promedio = $PPB / (2 * F.C.) + PEMP * \%EHP + PEMF * (1 - \%EHP) + CPSEE$

Los precios del cuadro anterior, antes de tomarse como Precios en Barra, se compararon con el precio promedio ponderado de las licitaciones, como se indica a continuación.

4.2. Comparación de los Precios Teóricos con el Precio Promedio Ponderado de las Licitaciones

A fin de cumplir con las disposiciones de la Tercera Disposición Complementaria Transitoria³⁶ y de la Segunda Disposición Complementaria Final³⁷ de la Ley N° 28832, se comparó el Precio Básico de la Energía teórico con el precio promedio ponderado de los precios de las licitaciones vigentes al 31 de marzo de 2009. Esto último toda vez que la energía contratada mediante licitaciones efectuadas desde el año 2006 a la fecha representa aproximadamente el 80% de la energía destinada al mercado regulado; en este sentido, se ha considerado los contratos firmados por las empresas de distribución eléctrica como resultado de sus respectivos procesos de licitación efectuados al amparo de la Ley 28832. Al respecto, se han considerado los precios de los contratos al 31 de marzo de 2009.

El Cuadro No. 4.3 muestra el resultado de la comparación entre precios teóricos y de licitaciones. La metodología seguida consistió en i) reflejar los precios de los contratos en la Barra Lima mediante el uso de los factores de pérdidas de potencia y los factores nodales de energía vigentes, ii) ponderar los precios obtenidos por la potencia contratada correspondiente, iii) obtener un precio monómico utilizando el factor de carga del SEIN y su porcentaje de participación en horas punta y fuera de punta, y iv) comparar el precio monómico obtenido con el precio monómico correspondiente a los precios teóricos en la Barra Lima.

Para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, el precio promedio de las licitaciones resultó 13,717 céntimos de S./kWh.

La relación entre el precio promedio de licitaciones y el Precio Básico de la Energía teórico fue de 0,9609. Esta relación mostró que el precio teórico no difirió en más del 10% del precio promedio ponderado de las licitaciones vigentes, razón por la cual los precios teóricos de la energía fueron aceptados como Precios en Barra definitivos.

³⁶ **TERCERA.- 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.

³⁷ **SEGUNDA.- 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.

Cuadro No. 4.3
COMPARACIÓN DE PRECIO PONDERADO Vs. TEÓRICO
Valores al 31 de marzo de 2009

	PPM S/kW-mes	PMP Ctm S/kWh	PEFP Ctm S/kWh
Ponderado Licitaciones	16,06	13,30	10,35
Barra Teórico	17,81	11,64	9,71

Precio Licitación	13,717	Cent.S/./kWh
Precio Teórico	13,181	Cent.S/./kWh
Comparación	0,9609	Teórico/Licitación
Factor de Ajuste	1,0000	

4.3. Precios en Barra

Dado que el precio teórico se encontró en el rango del 10% del precio ponderado de licitaciones, los valores resultantes no requirieron ser ajustados. En el Cuadro No. 4.4 se muestran los precios, en moneda extranjera, aplicables para el período mayo 2009 – abril 2010.

Asimismo, el Cuadro N° 4.5 contiene los precios del Cuadro N° 4.4, expresados en Nuevos Soles, utilizando el tipo de cambio vigente al 31 de marzo de 2009: 3,161 S/./US\$.

Cuadro No. 4.4

TARIFAS EN BARRA - MONEDA NACIONAL

Factor de Ajuste 1.0000	PPM S/ANV-mes	PCSPT S/ANV-mes	PPB S/ANV-mes	CPSEE ctm.S/ANVh	PEMP ctm.S/ANVh	PEMF ctm.S/ANVh
Zonitos	17,94	14,28	32,22	0,00	12,37	10,57
Talara	17,91	14,28	32,19	0,00	12,33	10,55
Piura Oeste	17,95	14,28	32,23	0,00	12,70	10,81
Chiclayo Oeste	17,86	14,28	32,14	0,00	12,51	10,62
Carhuapuerto 220	17,75	14,28	32,03	0,00	12,32	10,49
Guadalupe 220	17,86	14,28	32,14	0,00	12,48	10,58
Guadalupe 60	17,85	14,28	32,13	0,00	12,52	10,60
Cajamarca	17,86	14,28	32,14	0,00	12,45	10,54
Trujillo Norte	17,82	14,28	32,10	0,00	12,34	10,45
Chimbote 1 220	17,71	14,28	31,99	0,00	12,08	10,25
Chimbote 1 138	17,73	14,28	31,98	0,00	12,06	10,24
Paramonga N 220	17,73	14,28	32,01	0,00	11,74	9,88
Paramonga N 138	17,73	14,28	32,01	0,00	11,72	9,88
Paramonga 138	17,71	14,28	31,99	0,17	11,69	9,88
Huacho	17,75	14,28	32,03	0,00	11,68	9,82
Zapallal	17,75	14,28	32,03	0,00	11,60	9,70
Vertanilla	17,76	14,28	32,04	0,00	11,59	9,88
Chaverría	17,80	14,28	32,08	0,00	11,62	9,71
Santa Rosa	17,81	14,28	32,09	0,00	11,64	9,71
San Juan	17,83	14,28	32,11	0,00	11,67	9,69
Cantera	17,77	14,28	32,05	0,00	11,48	9,64
Independencia	17,76	14,28	32,04	0,00	11,54	9,72
Ica	17,86	14,28	32,14	0,16	11,69	9,84
Marcona	18,11	14,28	32,39	0,92	11,94	10,04
Manfaro	17,53	14,28	31,81	0,00	11,32	9,49
Huaycachi	17,60	14,28	31,88	0,00	11,42	9,56
Pachachaca	17,64	14,28	31,92	0,00	11,43	9,58
Huancavelica	17,59	14,28	31,87	0,00	11,39	9,55
Callahuanca ELP	17,69	14,28	31,97	0,00	11,49	9,62
Cajamangaylla	17,77	14,28	32,05	0,07	11,58	9,69
Huallanca 138	17,95	14,28	31,63	0,00	11,62	9,96
Vozcra	17,73	14,28	32,01	0,00	11,51	9,68
Tingo Maria 220	17,65	14,28	31,93	0,00	11,21	9,43
Aguytia 220	17,60	14,28	31,88	0,00	11,08	9,31
Aguytia 138	17,62	14,28	31,90	0,00	11,11	9,32
Aguytia 22,9	17,62	14,28	31,90	0,00	11,09	9,32
Pucallpa 138	17,79	14,28	32,07	0,00	11,35	9,46
Pucallpa 60	17,90	14,28	32,18	1,96	11,37	9,47
Aucayacu	17,61	14,28	31,89	0,00	11,21	9,43
Tocache	17,61	14,28	31,89	0,00	11,32	9,50
Tingo Maria 138	17,64	14,28	31,92	0,00	11,16	9,40
Huánuco 138	17,70	14,28	31,98	0,00	11,44	9,51
Paragsha II 138	17,68	14,28	31,96	0,09	11,40	9,60
Paragsha 220	17,65	14,28	31,93	0,00	11,40	9,59
Yaupi 138	17,48	14,28	31,76	0,00	11,22	9,46
Yuncan 138	17,53	14,28	31,81	0,00	11,22	9,46
Yuncan 220	17,53	14,28	31,81	0,00	11,26	9,48
Oroya Nueva 220	17,64	14,28	31,92	0,08	11,44	9,59
Oroya Nueva 138	17,69	14,28	31,97	0,00	11,42	9,66
Oroya Nueva 50	17,66	14,28	31,94	0,00	11,53	9,65
Carhuamayo 138	17,71	14,28	31,99	0,09	11,48	9,61
Carhuamayo 220	17,59	14,28	31,87	0,09	11,33	9,54
Canipa 138	17,71	14,28	31,99	0,62	11,51	9,69
Chilca 220	17,76	14,28	32,04	0,00	11,47	9,62
Condercocha 138	17,73	14,28	32,01	0,00	11,53	9,70
Condercocha 44	17,77	14,28	32,05	0,00	11,53	9,70
Desierto 220	17,85	14,28	32,13	0,00	11,63	9,68
Machupicchu	17,52	14,28	31,80	0,00	12,14	9,72
Cachimayo	17,83	14,28	32,11	0,00	12,51	10,03
Dolorespala	17,81	14,28	32,09	0,00	12,54	10,06
Quencoro	17,80	14,28	32,08	0,00	12,52	10,02
Combapata	17,81	14,28	32,19	0,00	12,58	10,20
Tintaya	17,99	14,28	32,27	0,00	12,59	10,39
Apayin	17,81	14,28	32,09	0,00	12,37	10,24
Azángaro	17,71	14,28	31,99	0,00	12,24	10,12
San Gabán	17,29	14,28	31,57	0,00	12,31	10,17
Julica	17,98	14,28	32,26	0,00	12,57	10,40
Puno 138	18,07	14,28	32,35	0,00	12,71	10,51
Puno 220	18,08	14,28	32,36	0,00	12,70	10,53
Callalli	18,02	14,28	32,30	0,00	12,63	10,48
Sanluano	18,02	14,28	32,30	0,00	12,51	10,43
Socabaya 138	18,08	14,28	32,36	0,12	12,59	10,48
Socabaya 220	18,08	14,28	32,36	0,00	12,57	10,47
Cerro Verde	18,11	14,28	32,39	0,00	12,24	10,12
Repapitún	18,14	14,28	32,42	0,00	12,66	10,53
Mollendo	18,18	14,28	32,46	0,00	12,69	10,54
Morabito 220	18,13	14,28	32,41	0,46	12,74	10,62
Morabito 138	18,13	14,28	32,41	0,46	12,75	10,63
Ilo 138	18,21	14,28	32,49	0,46	12,86	10,74
Bellavista 138	18,21	14,28	32,49	0,46	12,85	10,70
Toquespala	18,22	14,28	32,50	0,46	12,83	10,74
Ancota 138	18,20	14,28	32,48	0,00	12,73	10,72
Ancota 66	18,18	14,28	32,46	0,00	12,69	10,71
Tacna 220	18,18	14,28	32,46	0,00	12,81	10,67
Tacna 66	18,28	14,28	32,56	0,54	12,88	10,70

Tipo de Cambio	3,161	S/US\$	F.C.	80,1%	%EHP	19,8%
-----------------------	--------------	---------------	-------------	--------------	-------------	--------------

Notas :

PPM Precio de la Potencia de Punta a nivel generación

PCSPT Cargo de Peaje de Unidad por Conexión al Sistema Principal de Transmisión

PPB Precio en Barra de la Potencia de Punta

CPSEE Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía

PEMP Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta

PEMF Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta

F.C. Factor de Cargo Anual del Sistema

%EHP Porcentaje de la Energía Total consumida en el Bloque de Punta para los próximos 4 años.

Promedio Costo medio de la Electricidad a Nivel Generación, para el F.C. y el %EHP del sistema

Promedio = $PPB / (7,2 * F.C.) + PEMP * \%EHP + PEMF * (1 - \%EHP) + CPSEE$

Cuadro No. 4.5
TARIFAS EN BARRA - MONEDA EXTRANJERA

Factor de Ajuste 1.0000	PPM \$/V-mes	PCSPT \$/V-mes	PPB \$/V-mes	CPSEE ctv.\$/V/h	PEMP ctv.\$/V/h	PEMF ctv.\$/V/h
Zorritos	5,68	4,52	10,19	0,00	3,91	3,35
Talara	5,67	4,52	10,18	0,00	3,90	3,34
Piura Oeste	5,68	4,52	10,20	0,00	4,02	3,42
Chiclayo Oeste	5,65	4,52	10,17	0,00	3,96	3,36
Carhuapuerto 220	5,62	4,52	10,13	0,00	3,90	3,32
Guadalupe 220	5,65	4,52	10,17	0,00	3,96	3,36
Guadalupe 60	5,65	4,52	10,16	0,00	3,96	3,36
Cajamarca	5,65	4,52	10,17	0,00	3,94	3,33
Trujillo Norte	5,64	4,52	10,16	0,00	3,90	3,31
Chimbote I 220	5,60	4,52	10,12	0,00	3,82	3,24
Chimbote I 138	5,60	4,52	10,12	0,00	3,82	3,24
Paramonga N 220	5,61	4,52	10,13	0,00	3,71	3,13
Paramonga N 138	5,61	4,52	10,13	0,00	3,71	3,13
Paramonga 138	5,60	4,52	10,12	0,05	3,70	3,13
Huacho	5,61	4,52	10,13	0,00	3,70	3,11
Zapallal	5,62	4,52	10,13	0,00	3,67	3,07
Ventanilla	5,62	4,52	10,14	0,00	3,67	3,06
Chaverría	5,63	4,52	10,15	0,00	3,68	3,07
Santa Rosa	5,63	4,52	10,15	0,00	3,68	3,07
San Juan	5,64	4,52	10,16	0,00	3,66	3,06
Cantera	5,62	4,52	10,14	0,00	3,63	3,05
Independencia	5,62	4,52	10,14	0,00	3,65	3,08
Ica	5,65	4,52	10,17	0,05	3,70	3,11
Marcona	5,73	4,52	10,25	0,29	3,78	3,18
Manitaro	5,55	4,52	10,06	0,00	3,58	3,00
Huayucachi	5,57	4,52	10,09	0,00	3,61	3,02
Pachachaca	5,58	4,52	10,10	0,00	3,61	3,03
Huancavelica	5,56	4,52	10,08	0,00	3,60	3,02
Callahuanca ELP	5,60	4,52	10,11	0,00	3,63	3,04
Cajamarquilla	5,62	4,52	10,14	0,02	3,66	3,07
Huallanca 138	5,49	4,52	10,01	0,00	3,68	3,15
Vicos	5,61	4,52	10,12	0,00	3,64	3,06
Tingo María 220	5,58	4,52	10,10	0,00	3,55	2,98
Aguylla 220	5,57	4,52	10,09	0,00	3,50	2,94
Aguylla 138	5,57	4,52	10,09	0,00	3,51	2,95
Aguylla 22,9	5,57	4,52	10,09	0,00	3,51	2,95
Pucallpa 138	5,63	4,52	10,15	0,00	3,59	2,99
Pucallpa 60	5,66	4,52	10,18	0,02	3,60	3,00
Aucayacu	5,57	4,52	10,09	0,00	3,55	2,98
Trocaché	5,57	4,52	10,09	0,00	3,58	3,00
Tingo María 138	5,58	4,52	10,10	0,00	3,53	2,97
Huánuco 138	5,60	4,52	10,12	0,00	3,62	3,01
Paragsha II 138	5,59	4,52	10,11	0,03	3,61	3,04
Paragsha 220	5,58	4,52	10,10	0,00	3,60	3,03
Yauca 138	5,53	4,52	10,05	0,00	3,55	2,99
Yuncán 138	5,55	4,52	10,06	0,00	3,55	2,99
Yuncán 220	5,55	4,52	10,06	0,00	3,56	3,00
Oraya Nueva 220	5,58	4,52	10,10	0,03	3,62	3,03
Oraya Nueva 138	5,59	4,52	10,11	0,00	3,61	3,06
Oraya Nueva 50	5,59	4,52	10,11	0,00	3,65	3,05
Carhuamayo 138	5,60	4,52	10,12	0,03	3,63	3,04
Carhuamayo 220	5,56	4,52	10,08	0,03	3,58	3,02
Carpa 138	5,60	4,52	10,12	0,20	3,64	3,06
Chilca 220	5,62	4,52	10,14	0,00	3,63	3,04
Condorcocha 138	5,61	4,52	10,13	0,00	3,65	3,07
Condorcocha 44	5,62	4,52	10,14	0,00	3,65	3,07
Desierto 220	5,65	4,52	10,16	0,00	3,65	3,06
Machupicchu	5,54	4,52	10,06	0,00	3,84	3,08
Cachimayo	5,64	4,52	10,16	0,00	3,96	3,17
Dolorespata	5,63	4,52	10,15	0,00	3,97	3,18
Quenecoro	5,63	4,52	10,15	0,00	3,96	3,17
Combapata	5,67	4,52	10,18	0,00	3,98	3,23
Tintaya	5,69	4,52	10,21	0,00	3,98	3,29
Ayaviri	5,63	4,52	10,15	0,00	3,91	3,24
Azángaro	5,60	4,52	10,12	0,00	3,87	3,20
San Gabán	5,47	4,52	9,99	0,00	3,89	3,22
Juliaca	5,69	4,52	10,21	0,00	3,98	3,29
Puno 138	5,72	4,52	10,23	0,00	4,02	3,33
Puno 220	5,72	4,52	10,24	0,00	4,02	3,33
Callalli	5,70	4,52	10,22	0,00	3,99	3,31
Santuario	5,70	4,52	10,22	0,00	3,96	3,30
Socabaya 138	5,72	4,52	10,24	0,04	3,98	3,31
Socabaya 220	5,72	4,52	10,24	0,00	3,98	3,31
Cerro Verde	5,73	4,52	10,25	0,00	3,87	3,20
Repartición	5,74	4,52	10,26	0,00	4,01	3,33
Mollendo	5,75	4,52	10,27	0,00	4,01	3,33
Montalvo 220	5,74	4,52	10,25	0,14	4,03	3,36
Montalvo 138	5,74	4,52	10,25	0,14	4,03	3,36
Ilo 138	5,76	4,52	10,28	0,14	4,07	3,40
Bofillaca 138	5,76	4,52	10,28	0,14	4,07	3,39
Toquepala	5,77	4,52	10,28	0,14	4,06	3,40
Ancota 138	5,76	4,52	10,28	0,00	4,03	3,39
Ancota 66	5,75	4,52	10,27	0,00	4,01	3,39
Tacna 220	5,75	4,52	10,27	0,00	4,05	3,37
Tacna 66	5,78	4,52	10,30	0,17	4,07	3,38

Tipo de Cambio	3,161	S/US\$	F.C.	80,1%	%EHP	19,8%
----------------	-------	--------	------	-------	------	-------

Notas :

PPM Precio de la Potencia de Punta a nivel generación

PCSPT Cargo de Peaje de Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión

PPB Precio en Barra de la Potencia de Punta

CPSEE Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía

PEMP Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta

PEMF Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta

F.C. Factor de Carga Anual del Sistema

%EHP Porcentaje de la Energía Total consumida en el Bloque de Punta para los próximos 4 años.

Promedio Costo medio de la Electricidad a Nivel Generación, para el F.C. y el %EHP del sistema.

Promedio = $PPB / (F.C.F.C.) + PEMF \times (1 - \%EHP) + CPSEE$

5. Sistemas Aislados

5.1. Marco de Referencia para la determinación de los Precios en Barra

OSINERGMIN fija cada año los Precios en Barra para los sistemas interconectados y los sistemas aislados. En el caso de los sistemas interconectados, la Ley de Concesiones y su Reglamento establecen normas y procedimientos detallados para los estudios tarifarios donde participan los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES y las empresas generadoras. En el caso de los sistemas aislados, el RLCE señala que se observarán, en lo pertinente, los mismos criterios que se aplican para los sistemas interconectados y que las funciones del cálculo de tarifas serán asumidas por OSINERGMIN³⁸.

Adicionalmente a la normativa existente sobre la regulación de los precios en los sistemas aislados, el Artículo 30° de la Ley 28832 dispone la creación del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, con la finalidad de compensar una parte del diferencial entre los Precios en Barra de los Sistemas Aislados y los Precios en Barra del SEIN³⁹.

³⁸ **Artículo 130° (RLCE).**- Para los efectos del Artículo 56° de la Ley, se consideran Sistema Aislados, a todos aquellos que no cumplen las condiciones establecidas en el Artículo 80° del Reglamento.

La Comisión fijará únicamente las Tarifas en Barra destinada a los usuarios del Servicio Público; observando en lo pertinente, los mismos criterios señalados en Título V de la Ley y del Reglamento. Las funciones asignadas al COES, en cuanto a cálculo o determinación tarifaria, serán asumidos por la Comisión, empleando la información de los titulares de generación y transmisión

³⁹ **Artículo 30° (Ley N° 28832).**- Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados

30.1 Créase el Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados destinado a favorecer el acceso y utilización de la energía eléctrica a los Usuarios Regulados atendidos por Sistemas Aislados. Su finalidad es compensar una parte del diferencial entre los Precios en Barra de Sistemas Aislados y los Precios en Barra del SEIN, según lo que establece el Reglamento.

30.2 Los recursos necesarios para el funcionamiento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados se obtendrán de hasta el cincuenta por ciento (50%) del aporte de los Usuarios de electricidad, a que se refiere el inciso h. del artículo 7 de la Ley N° 28749. El monto específico será determinado por el Ministerio de Energía y Minas cada año, de conformidad a lo que establece el Reglamento.

A fin de implementar lo establecido en la Ley 28832 se aprobó, mediante Decreto Supremo N° 069-2006-EM publicado el 26 de noviembre de 2006 en el diario oficial El Peruano, el “Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados” en el cual se establecen las premisas, condiciones y procedimientos necesarios para la aplicación del referido mecanismo, así como su aplicación a partir de la fijación de Precios en Barra correspondiente al período mayo 2007 – abril 2008.

Asimismo, en las disposiciones finales de dicho Decreto se establece que OSINERGMIN deberá aprobar los procedimientos que se requieran para su efectiva aplicación a partir de la fijación de Precios en Barra para el período mayo 2007-2008. Es así, que en atención a dicha disposición, con fecha 11 de abril de 2007, OSINERGMIN publicó la norma “Procedimiento para la Aplicación y Administración del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados”, aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 167-2007-OS/CD.

5.2. Criterios Generales

La Ley 28832 complementa el marco general establecido para la regulación del sector eléctrico; en este sentido, mantiene los criterios de eficiencia a que se refiere el Artículo 8° de la LCE⁴⁰. Es por ello que, en la fijación de los Precios en Barra de los Sistemas Aislados, se utilizaron los siguientes criterios generales para la determinación de los costos a considerarse en la determinación de las tarifas:

- a) Los costos de inversión incluyen la anualidad de la inversión de la unidad de generación, las obras civiles de la central y de la subestación eléctrica de salida de la central. En donde corresponda se incluye el costo de un subsistema de transmisión eficiente para llevar la energía desde la central hasta las redes de distribución.
- b) Los costos de operación considerados incluyen los costos fijos de personal más los costos variables combustible y no combustible.

En general, para el cálculo de la tarifa se asumió que la demanda es cubierta con un sistema de generación adaptado a las necesidades de cada carga. Para tal fin se calculó el costo eficiente que resultó de agregar las componentes de inversión y de operación y mantenimiento para abastecer cada kWh de la demanda. La multiplicación del consumo total del año por el costo así determinado del kWh debe permitir recuperar los costos anuales de inversión y operación de una instalación suficiente para abastecer la demanda con una reserva adecuada.

Dada la diversidad de sistemas aislados y su gran número, que dificulta un tratamiento individual, OSINERGMIN ha realizado esfuerzos por tipificar las

⁴⁰ **Artículo 8° (LCE)** .- La Ley establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia, y un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociendo costos de eficiencia según los criterios contenidos en el Título V de la presente Ley.

(...)

características de estos sistemas buscando un enfoque sistemático que simplifique la tarea de la fijación tarifaria.

A esos efectos, inicialmente los sistemas se discriminan en dos grandes categorías:

- Mayores, como aquellos con potencia máxima anual demandada superior a 3 000 kW, y
- Menores, como aquellos con potencia máxima anual demandada de 3 000 kW o inferior.

Asimismo, se ha efectuado una tipificación a los sistemas aislados en función de su fuente primaria de abastecimiento y otros criterios⁴¹, determinando un conjunto que en la actualidad asciende a ocho (8) categorías:

Cuadro No. 5.1

Categoría	Descripción
Típico A	Aplicable a Sistemas Aislados con generación termoeléctrica Diesel con predominio de potencia efectiva Diesel mayor al 50%, no precisados en los Sistemas Típicos E, F, G, H, I y J siguientes.
Típico B	Otros Sistemas Aislados distintos al Aislado Típico A, no precisados en los Sistemas Típicos E, F, G, H, I y J siguientes.
Típico E	Sistema Aislado de generación Iquitos, perteneciente a la empresa Electro Oriente.
Típico F	Sistemas Aislados con generación termoeléctrica Diesel del departamento de Madre de Dios, pertenecientes a la Empresa Electro Sur Este.
Típico G	Sistema Aislado de generación Moyobamba – Tarapoto – Bellavista, perteneciente a la Empresa Electro Oriente.
Típico H	Sistema Aislado Bagua – Jaén
Típico I	Aplicable a Sistemas Aislados con generación termoeléctrica Diesel con predominio de potencia efectiva Diesel mayor al 50%, pertenecientes a las Empresas Electro Ucayali o Electro Oriente, no precisados en los Sistemas Típicos E, F, G y H.
Típico J	Aplicable a Sistemas Aislados con generación termoeléctrica Diesel con predominio de potencia efectiva Diesel mayor al 50%, perteneciente a la Empresa Electro Sur Medio.

La experiencia ha puesto en evidencia limitaciones para la aplicación de los métodos de cálculo de precios de los sistemas interconectados a los sistemas aislados. Por otro lado, en la mayor parte de los sistemas aislados se registran economías de escala, lo que combinado con un desempeño más bien modesto tanto en el ámbito de las inversiones como de la operación,

⁴¹ Para fines regulatorios, los sistemas aislados menores se subdividen en predominantemente termoeléctricos (Típico A) e hidroeléctricos (Típico B), estableciendo un subconjunto en los termoeléctricos por su ubicación en Selva (Típico I), para tomar en cuenta la diferencia en los costos de combustible. En cambio, los sistemas aislados mayores, dado su escaso número (tres en total), y otros menores por su característica particular (Típico F y J) no se agrupan sino que cada uno representa un Sistema Típico en particular.

conduce a costos de servicio elevados. Estos efectos se han visto potenciados, además, por la desfavorable evolución de los precios internacionales de los combustibles líquidos.

Con la finalidad de dar una señal estable a los usuarios de los sistemas aislados, independientemente de la configuración de las centrales existentes en cada sistema, se estableció que el precio de potencia debe corresponder al valor resultante de considerar los costos fijos de inversión y operación de una central térmica Diesel básica; es decir, la tarifa de potencia del Sistema Aislado Típico A. En consecuencia, y a fin de no afectar la recuperación de los costos eficientes, el precio de energía para cada sistema se calculó sobre la base de la diferencia entre el costo total determinado para cada sistema y la tarifa de potencia señalada.

Sobre la base de los precios calculados en base a Sistemas Aislados Típicos se determinan los Precios en Barra de los Sistemas Aislados que, de acuerdo con la Ley 28832, representan el costo medio de generación y transmisión correspondiente a la inversión, operación y mantenimiento del conjunto de Sistemas Aislados de una empresa, en condiciones de eficiencia.

5.3. Sistemas Aislados Típicos

A continuación se indican los costos y demás parámetros utilizados para la determinación de los precios en cada uno de los sistemas aislados típicos.

5.3.1. Aislado Típico A

Los parámetros utilizados fueron los siguientes:

Cuadro No. 5.2

Vida útil central termoeléctrica	10,0	Años
Central Termoeléctrica	46,8	kUS\$/año
Personal de operación y gestión	26,2	kUS\$/año
Costos Variables (combustible y no combustible)	547,8	kUS\$/año
Factor de Carga	45	%
Margen de Reserva	30	%
Maxima Demanda Anual	1,0	MW
Energía Anual	3,94	GWh

5.3.2. Aislado Típico B

Los parámetros utilizados fueron los siguientes:

Cuadro No. 5.3

Vida útil central termoelectrica	30	Años
Central Termoeléctrica	202,0	kUS\$/año
Personal de operación y gestión	17,1	kUS\$/año
Costos Variables (combustible y no combustible)	4,3	kUS\$/año
Factor de Carga	45	%
Margen de Reserva	30	%
Maxima Demanda Anual	0,6	MW
Energía Anual	2,37	GWh

5.3.3. Aislado Típico E

Los parámetros utilizados fueron los siguientes:

Cuadro No. 5.4

Vida útil central termoelectrica	20	Años
Vida útil instalaciones de transmisión	30	Años
Central Termoeléctrica	7256,4	kUS\$/año
Personal de operación y gestión	487,2	kUS\$/año
Costos Variables (combustible y no combustible)	21577,6	kUS\$/año
Factor de Carga	63,0	%
Margen de Reserva	20	%
Maxima Demanda Anual	42,6	MW
Energía Anual	235,0	GWh

5.3.4. Aislado Típico F

Los parámetros utilizados fueron los siguientes:

Cuadro No. 5.5

Vida útil central termoelectrica	10	Años
Central Termoeléctrica	13,3	kUS\$/año
Personal de operación y gestión	7,0	kUS\$/año
Costos Variables (combustible y no combustible)	367,4	kUS\$/año
Factor de Carga	39	%
Margen de Reserva	20	%
Maxima Demanda Anual	0,65	MW
Energía Anual	2,06	GWh

5.3.5. Aislado Típico G

Los parámetros utilizados fueron los siguientes:

Cuadro No. 5.6

Vida útil central termoelectrica	20	Años
Vida útil central hidroelectrica	30	Años
Vida útil instalaciones de transmision	30	Años
Central Termoeléctrica	4427,1	kUS\$/año
Central Hidroeléctrica	1474,9	kUS\$/año
Transmisión	1854,6	kUS\$/año
Personal de operación y gestión	332,0	kUS\$/año
Costos Variables (combustible y no combustible)	15426,6	kUS\$/año
Factor de Carga	58,0	%
Margen de Reserva	20	%
Maxima Demanda Anual	31,7	MW
Energía Anual	161,1	GWh

5.3.6. Aislado Típico H

Los parámetros utilizados fueron los siguientes:

Cuadro No. 5.7

Vida útil central termoelectrica	20	Años
Vida útil central hidroelectrica	30	Años
Vida útil instalaciones de transmision	30	Años
Central Termoeléctrica	386,3	kUS\$/año
Central Hidroeléctrica	2310,7	kUS\$/año
Transmisión	427,1	kUS\$/año
Personal de operación y gestión	209,0	kUS\$/año
Costos Variables (combustible y no combustible)	1394,8	kUS\$/año
Factor de Carga	49,0	%
Margen de Reserva	20	%
Maxima Demanda Anual	14,5	MW
Energía Anual	62,2	GWh

5.3.7. Aislado Típico I

Los parámetros utilizados fueron los siguientes:

Cuadro No. 5.8

Vida útil central termoelectrica	10	Años
Central Termoeléctrica	58,9	kUS\$/año
Personal de operación y gestión	38,2	kUS\$/año
Costos Variables (combustible y no combustible)	760,8	kUS\$/año
Factor de Carga	51	%
Margen de Reserva	30	%
Maxima Demanda Anual	1,0	MW
Energía Anual	4,49	GWh

5.3.8. Aislado Típico J

Los parámetros utilizados fueron los siguientes:

Cuadro No. 5.9

Vida útil central termoeléctrica	10,0	Años
Central Termoeléctrica	19,2	kUS\$/año
Personal de operación y gestión	6,4	kUS\$/año
Costos Variables (combustible y no combustible)	508,7	kUS\$/año
Factor de Carga	45	%
Margen de Reserva	30	%
Maxima Demanda Anual	1,0	MW
Energía Anual	3,94	GWh

5.3.9. Precios por Sistema Aislado Típico

Sobre la base de los parámetros utilizados en la determinación de los precios por cada Sistema Aislado Típico, se obtuvieron los siguientes resultados:

Cuadro No. 5.10

Sistema Aislado	Tensión kV	PPM S/./kW-mes	PEMP ctm. S/./kWh	PEMF ctm. S/./kWh
Típico A	MT	18,97	43,93	43,93
Típico B	MT	18,97	24,00	24,00
Típico E	MT	18,97	35,25	35,25
Típico F	MT	18,97	52,75	52,75
Típico G	MT	18,97	41,61	41,61
Típico H	MT	18,97	18,65	18,65
Típico I	MT	18,97	55,24	55,24
Típico J	MT	18,97	36,99	36,99

Donde:

PPM : Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación, 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/./kWh.

PEMF : Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, expresado en céntimos de S/./kWh.

5.4. Precios en Barra de Sistemas Aislados

A partir de los Precios en Barra de los Sistemas Aislados Típicos que se muestran en la sección 5.3.9 y considerando la energía correspondiente a cada uno de los sistemas aislados pertenecientes a una misma empresa⁴², se

⁴² Para el cálculo de la energía se han tomado los valores históricos de demanda de cada uno de los sistemas aislados existentes y, mediante un modelo de tendencia, se ha proyectado el valor de la energía anual para el período mayo 2009 – abril 2010.

calculó el Precio en Barra de Sistemas Aislados por empresa en base a un promedio ponderado de la energía de cada sistema. El resultado se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro No. 5.11

Empresa	Tensión kV	PPM S/./kW-mes	PEMP ctm. S/./kWh	PEMF ctm. S/./kWh
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
Sersa	MT	18,97	41,61	41,61

5.5. Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados

Mediante Resolución Ministerial N° 117-2009-MEM/DM, publicada en el Diario Oficial El Peruano el 28 de febrero de 2009, el Ministerio de Energía y Minas determinó la suma de Setenta Millones Ochocientos Ochenta y Cuatro Mil Seiscientos Cuarenta y Cinco y 00/100 Nuevos Soles (S/. 70 884 645) como Monto Específico para el funcionamiento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, el cual será aplicado en el período comprendido entre el 01 de mayo de 2009 y el 30 de abril de 2010.

Es preciso señalar que el Monto Específico para el funcionamiento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados se obtendrá, de acuerdo con el Artículo 30° de la Ley N° 28832, de una parte del aporte de los usuarios de electricidad a que se refiere el inciso h) del Artículo 7° de la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural⁴³.

En el “Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados” se dispone que dicho mecanismo será aplicado por OSINERGMIN en cada regulación anual de las Tarifas en Barra, contando para ello con las premisas,

⁴³ **Artículo 7° (Ley N° 28749).- Recursos para electrificación rural**

(...)

h) El aporte de los usuarios de electricidad, de 2/1000 de 1 UIT por Megavatio hora facturado, con excepción de aquellos que no son atendidos por el Sistema Interconectado Nacional;

(...)

condiciones y criterios establecidos en el referido Reglamento y con los procedimientos que elabore OSINERGMIN al respecto.

Asimismo, es importante señalar que para el cálculo de los Precios en Barra de los Sistemas Aislados por empresa, se consideró la interconexión de los Sistemas Aislados Bagua-Jaén y San Martín al SEIN para los meses de junio 2009 y enero 2010 respectivamente.

En aplicación de lo dispuesto por las normas señaladas, se tiene lo siguiente:

- Para el Precio de Referencia del SEIN, se determinó que el Precio en Barra de mayor valor corresponde al de la Subestación Base Pucallpa 60 kV; para ello, se calcularon precios promedios con factor de carga de 80,12% y porcentajes de participación de la energía en horas punta y fuera de punta de 19,67% y 80,33%⁴⁴, respectivamente.
- El Precio de Referencia del SEIN al nivel de MT fue expandido para cada Sistema Aislado Típico, mediante la aplicación de los factores de pérdidas marginales y los peajes secundarios por transformación y transmisión vigentes⁴⁵. Posteriormente, estos precios se calcularon para cada empresa, en base a un promedio ponderado de la energía de cada uno de los sistemas aislados pertenecientes a una misma empresa, siguiendo criterios de eficiencia.
- El cálculo de los montos diferenciales a compensar⁴⁶, así como los Precios en Barra Efectivos que deberá aplicar cada Empresa Receptora⁴⁷, se efectuó sobre la base de la ejecución de los literales b) al f) del Artículo 5° Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados.

A continuación se muestran los resultados obtenidos:

⁴⁴ Los valores del factor de carga y los porcentajes de participación de energía en horas punta y fuera de punta corresponden a valores utilizados por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERGMIN para la determinación de precio promedios que puedan ser comparables.

⁴⁵ Para ello se ha utilizado los criterios de distancia equivalente pertinentes que no generen distorsión de las señales económicas de eficiencia, considerando las posibilidades de interconexión de dichos sistemas.

En el caso de aquellos Sistemas Aislados con posibilidad de interconexión prácticamente inviable (por encontrarse geográficamente muy alejados de los puntos de interconexión al SEIN), se ha adoptado el criterio de tomar como parámetro de distancia para el cálculo del precio expandido la mayor distancia considerada para un Sistema Aislado con posibilidad de interconexión justificada.

⁴⁶ El cálculo de los montos diferenciales a compensar supera el Monto Específico determinado por el Ministerio de Energía y Minas; en consecuencia, las Compensaciones Anuales se han ajustado según el procedimiento establecido.

⁴⁷ Distribuidor que suministra energía eléctrica a usuarios regulados en Sistemas Aislados (no incluye sistemas operados por empresas municipales).

Cuadro No. 5.12
COMPENSACIONES ANUALES

Empresa Distribuidora	Compensación Anual (Nuevos Soles)	Participación (%)
Adinelsa	115 851	0,1634%
Chavimochic	6 886	0,0097%
Edelnor	102 784	0,1450%
Edelsa	12 750	0,0180%
Egepsa	21 433	0,0302%
Electro Oriente	66 620 825	93,9849%
Electro Pangoa	41 426	0,0584%
Electro Sur Este	627 988	0,8859%
Electro Sur Medio	2 021	0,0029%
Electro Ucayali	62 188	0,0877%
Electrocentro	625 517	0,8825%
Electronorte	641 873	0,9055%
Emseusa	0	0,0000%
Hidrandina	379 817	0,5358%
Seal	751 555	1,0603%
Sersa	871 731	1,2298%
TOTAL	70 884 645	100,0000%

Cuadro No. 5.13
PRECIOS EN BARRA EFECTIVOS

Empresa	Tensión kV	PPM S/./kW-mes	PEMP ctm. S/./kW.h	PEMF ctm. S/./kW.h
Adinelsa	MT	18,97	21,86	21,86
Chavimochic	MT	18,97	21,86	21,86
Edelnor	MT	18,97	21,86	21,86
Edelsa	MT	18,97	21,86	21,86
Egepsa	MT	18,97	21,86	21,86
Electro Oriente	MT	18,97	20,44	20,44
Electro Pangoa	MT	18,97	21,86	21,86
Electro Sur Este	MT	18,97	20,96	20,96
Electro Sur Medio	MT	18,97	18,98	18,98
Electro Ucayali	MT	18,97	21,86	21,86
Electrocentro	MT	18,97	21,86	21,86
Electronorte	MT	18,97	21,63	21,63
Emseusa	MT	18,97	18,65	18,65
Hidrandina	MT	18,97	21,86	21,86
Seal	MT	18,97	21,61	21,61
Sersa	MT	18,97	20,26	20,26

El programa de transferencias por aplicación del mecanismo de compensación, las obligaciones de las empresas, las sanciones, así como los plazos y medios son aquellos que establece el Procedimiento de Aplicación del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados.

6. Actualización de Precios

Para la actualización de los precios se utilizaron las mismas fórmulas empleadas en anteriores regulaciones tarifarias de Precios en Barra.

En lo que sigue de esta sección se presentan los factores que representan la elasticidad de los precios de la electricidad a la variación de los insumos empleados para su formación.

6.1. Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

6.1.1. Actualización del Precio de la Energía

Para determinar la incidencia de cada uno de los factores que componen el precio total de la energía del SEIN se debe evaluar el incremento producido en el precio total de la energía ante un incremento de un factor a la vez. La incidencia del tipo de cambio se determina como 100% menos la suma de las incidencias del resto de factores

A continuación se presentan los factores de reajuste determinados para la actualización del precio de la energía.

Cuadro No. 6.1

Fórmula de Actualización de la Energía

Componente	Punta	F.Punta	Total
Diesel N°2	1,10%	1,19%	1,17%
Residual N°6	15,17%	7,24%	9,08%
Carbón	18,59%	10,21%	12,15%
Gas Natural	52,19%	68,21%	64,50%
Tipo de Cambio	12,95%	13,15%	13,10%
Total	100,00%	100,00%	100,00%

6.1.2. Actualización del Precio de la Potencia

En el caso del SEIN el tipo de cambio (M.E.) tuvo una participación de 77,72% del costo total de la potencia de punta, mientras que el Índice de Precios al por Mayor (M.N.) tuvo el restante 22,28%, como se desprende del Cuadro No. 6.2.

Cuadro No. 6.2
Composición del Costo de Potencia
(Miles de US\$)

Componente	M.E.	M.N.	Total	
Turbo Generador	5353,0	796,6	6149,6	74,64%
Conexión a la Red	324,9	36,9	361,8	4,39%
COyM	725,6	1002,5	1728,1	20,97%
Total	6403,4	1836,0	8239,4	100,00%
	77,72%	22,28%	100,00%	

Nota:

M.E. : Moneda Extranjera

M.N. : Moneda Nacional

6.1.3. Actualización del Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión

Se definió una fórmula de actualización del Peaje para cada grupo de instalaciones de un mismo titular de transmisión, que forman parte del SPT. Se determinó los porcentajes de participación en el VNR y COyM de los recursos provenientes del extranjero (moneda extranjera, M.E.), los recursos de procedencia local (moneda nacional, M.N.), así como del Aluminio y del Cobre según su participación en las instalaciones de líneas y subestaciones.

Cuadro No. 6.3

	M.E.	M.N.	Cobre	Aluminio
REP	28,40%	47,43%	0,50%	23,67%
ETSELVA	44,08%	26,77%	0,98%	28,17%
ANTAMINA	55,28%	44,44%	0,28%	---
SAN GABÁN	46,64%	53,11%	0,25%	---

Con la finalidad de uniformizar el criterio utilizado por el OSINERGMIN para la determinación del índice de precios del Cobre y del Aluminio, en el cálculo de los factores de actualización se consideró lo siguiente:

- El Índice del Precio del Cobre, será 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 las tarifas resultantes serán aplicadas. 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)".

- El Índice del precio del aluminio será 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 las tarifas resultantes serán aplicadas.

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.

Para el caso del Sistema Principal de Transmisión perteneciente a REP, Transmantaro, Redesur e ISA, así como, el cargo por Garantía por Red Principal TGP y GNLC y por Compensación por Transporte de Gas Natural para Generación Eléctrica, se considera sólo moneda extranjera conforme a lo establecido en sus contratos de concesión.

Para los cargos unitarios por Generación Adicional, por Compensación por Seguridad de Suministro, por CVOA-CMg y por CVOA-RSC los factores de actualización fueron determinados conforme a lo dispuesto por la norma o procedimiento del cargo respectivo.

6.2. Sistemas Aislados

Los factores de actualización para la potencia y energía se integraron en un solo conjunto que representa la actualización del costo medio de producción. Los mencionados factores representan la fracción del costo total anual de prestación del servicio.

6.2.1. Actualización del Precio en Barra

A continuación se presentan los factores de reajuste determinados para los Precios en Barra a que se refiere el cuadro N° 5.11:

Cuadro No. 6.4

Sistemas Aislados por Empresa	Moneda Extranjera	Moneda Nacional	Combustible R6	Combustible D2
Adinelsa	0,1791	0,8209	0,0000	0,0000
Chavimochic	0,1791	0,8209	0,0000	0,0000
Edelnor	0,1791	0,8209	0,0000	0,0000
Edelsa	0,1791	0,8209	0,0000	0,0000
Egessa	0,1791	0,8209	0,0000	0,0000
Electro Oriente	0,1890	0,1444	0,6021	0,0645
Electro Pangoa	0,1791	0,8209	0,0000	0,0000
Electro Sur Este	0,0228	0,1021	0,0000	0,8751
Electro Sur Medio	0,0298	0,1144	0,0000	0,8558
Electro Ucayali	0,1791	0,8209	0,0000	0,0000
Electrocentro	0,1791	0,8209	0,0000	0,0000
Electronorte	0,1929	0,7817	0,0000	0,0254
Emseusa	0,3064	0,4588	0,0000	0,2348
Hidrandina	0,1784	0,8175	0,0000	0,0041
Seal	0,0914	0,3598	0,0000	0,5488
Sersa	0,2177	0,1740	0,6083	0,0000

6.2.2. Actualización del Precio en Barra Efectivo

En el caso de los Precios en Barra Efectivos (Cuadro N° 5.13), la fórmula de actualización toma en cuenta los precios de los combustibles, el tipo de cambio, el IPM y un denominado Factor de Compensación que relaciona la Compensación Anual de la empresa con su demanda anual esperada. Los valores de dicho factor son los que se muestran en el siguiente cuadro:

Cuadro No. 6.5

Sistemas Aislados por Empresa	Factor de Compensación
Adinelsa	2,1425
Chavimochic	2,1425
Edelnor	2,1425
Edelsa	2,1425
Egessa	2,1425
Electro Oriente	18,3463
Electro Pangoa	2,1425
Electro Sur Este	31,7904
Electro Sur Medio	18,0145
Electro Ucayali	2,1425
Electrocentro	2,1425
Electronorte	1,7960
Emseusa	0,0000
Hidrandina	2,2459
Seal	16,0747
Sersa	21,3523

7. Referencias

A continuación se presenta una lista de los documentos técnicos, comprendidos en este proceso, en los que se puede encontrar un mayor detalle para el interesado:

- Informe Técnico N° 0152-2009-GART “Estudio para la Modificación de las Tarifas y Compensaciones del Sistema Secundario de Transmisión de las Empresas ISA y REDESUR Liquidación anual de los ingresos correspondientes a los Contratos tipo BOOT”
- Informe Técnico N° 0236-2009-GART “Análisis del Recurso de Reconsideración Interpuesto por REP contra la Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD”.
- Informe Técnico N° 0242-2009-GART “Análisis del Recurso de Reconsideración Interpuesto por el ENERSUR contra la Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD”.
- Informe Técnico N° 0243-2009-GART “Análisis del Recurso de Reconsideración Interpuesto por el EDEGEL contra la Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD”.
- Informe Legal N° 0232-2009-GART.
- Informe Legal N° 0235-2009-GART.
- Informe Legal N° 0241-2009-GART.
- Informe Legal N° 0244-2009-GART.
- Informe Legal N° 0246-2009-GART.
- Recursos de Reconsideración contra la Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD, presentados por:
 - o *Edegel S.A.A.*

- o *Enersur S.A.*
 - o *Red de Energía del Perú S.A.*
- Informe Técnico N° 0151-2009-GART “Informe para la Fijación de los Precios en Barra (Período mayo 2009 - abril 2010)”.
- Memorando 0401-2009-GART, relación con la determinación de los resultados solicitados con escenarios adicionales para la aplicación de las compensaciones por CRC (DL 1041)
- Informe Técnico N° 0139-2009-GART “Cálculo final de peaje de la Garantía por Red Principal (GRP) de Camisea correspondiente al 6to año de cálculo y de la compensación a los GG.EE. por la contratación del Servicio Firme de transporte de gas natural”.
- Informe Legal N° 0140-2009-GART.
- Opiniones y sugerencias a la prepublicación de los Precios en Barra (Resolución OSINERGMIN N° 039-2009-OS/CD), presentados por:
 - o *Compañía Minera Antamina*
 - o *Edegel S.A.A.*
 - o *Electro Oriente S.A.*
 - o *Electroandes - Cahua*
 - o *Enersur S.A.*
 - o *Subcomité de Generadores del COES*
 - o *Transportadora de Gas del Perú S.A.*
- Informe Técnico N° 0093-2009-GART “Informe para la Prepublicación de los Precios en Barra (Período mayo 2009 - abril 2010)”.
- Informe Técnico N° 0091-2009-GART “Cálculo Preliminar del Peaje de la Garantía por Red Principal (GRP) del Proyecto Camisea, para el 6to. Año de Cálculo y de la compensación a los GG.EE. por la contratación del Servicio Firme de transporte de gas natural”.
- Informe Legal N° 0092-2009-GART.
- Absolución de Observaciones al Informe N° 0009-2007-GART, presentado por el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC.
- Absolución de Observaciones al Informe N° 0008-2007-GART, presentado por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC.
- Informe N° 0009-2009-GART “Observaciones al Informe Técnico Económico presentado por el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC para la Regulación de Mayo 2009”
- Informe N° 0008-2009-GART “Observaciones al Informe Técnico Económico presentado por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC para la Regulación de Mayo 2009”

- Propuesta Tarifara del Subcomité de Transmisión del COES-SINAC, para la fijación de Precios en Barra de Mayo 2009.
- Estudio Técnico Económico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras para la Fijación Tarifaria de Mayo de 2009, presentado por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC.

Cabe señalar que todos estos documentos se encuentran publicados en la página Web de OSINERGMIN: www2.osinerg.gob.pe, dentro del rubro Procedimientos Regulatorios, Tarifas en Barra, "Procedimiento de Fijación de Tarifas en Barra Periodo Mayo 2009 – Abril 2010.