
Informe para la Publicación de los Precios en Barra

Período mayo 2011 - abril 2012



Lima, abril de 2011

Resumen Ejecutivo

Los Precios en Barra, en los sistemas que se alimentan desde el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante "SEIN"), varían, con respecto a los precios vigentes¹, en +4,9% para la energía, en +1,9% para la potencia y en -28,4% para el peaje unitario por conexión al Sistema Principal de Transmisión² (donde se encuentra incluido el peaje de transmisión unitario). De otro lado, la propuesta final de los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES-SINAC resultó ser de +3,6% para la energía, +2,9% para la potencia y +0,1% para el peaje unitario por conexión al Sistema Principal de Transmisión.

- 1) El siguiente cuadro muestra la variación de los Precios en Barra a nivel de generación, con relación a los valores vigentes, en algunas ciudades del país:

Barras Principales	PRECIOS EN BARRA				Variación Fijación vs Vigente
	Potencia PPB S./kW-mes	Energía HP PEBP ctm.S./kWh	Energía HFP PEBF ctm.S./kWh	Precio Medio ctm.S./kWh	
Piura	23,91	11,30	10,73	17,49	0,1%
Chiclayo	23,91	10,98	10,45	17,20	-0,2%
Trujillo	23,91	10,54	10,07	16,80	-1,4%
Lima	23,91	9,73	9,32	15,03	-0,9%
Ica	23,91	9,71	9,38	16,07	-2,3%
Tingo Maria	23,91	9,99	9,65	16,34	0,2%
Cusco	23,91	10,88	9,90	16,81	-1,8%
Combapata	23,91	10,94	10,06	16,94	-2,7%
Tintaya	23,91	11,00	10,25	17,07	-2,5%
Juliaca	23,91	10,93	10,23	17,04	-2,1%
Socabaya	23,91	10,78	10,21	16,97	-1,5%
Toquepala	23,91	11,03	10,48	17,23	-1,4%
Tacna	23,91	11,03	10,40	17,17	-1,4%



¹ Al 04 de abril de 2011.

² En el Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión, adicionalmente al Peaje del Sistema Principal de Transmisión, incluye también los cargos unitarios que ordenan los Decretos Legislativos N° 1002 y N° 1041 y los Decretos de Urgencia N° 037-2008 y N° 049-2008.

- 2) Para la determinación de los Precios en Barra, en el SEIN, se emplearon las propuestas de los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES-SINAC (en adelante el “ESTUDIO”), la absolución de observaciones (en adelante la “ABSOLUCIÓN”) y, los estudios preparados por OSINERGMIN o encargados a consultores especializados.
- 3) Las principales diferencias consideradas para la fijación de las tarifas en el SEIN, respecto de las propuestas de los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES-SINAC, son:
 - a) Se actualizaron las ventas para el año 2010, la información referida a las pérdidas de distribución, subtransmisión y transmisión para el periodo de proyección; así como la participación de ventas de distribuidores en alta y muy alta tensión; y la participación de ventas realizadas por los generadores. Por otro lado, se modificó, sobre la base de información remitida a OSINERGMIN, la proyección de la demanda del proyecto minero Constancia, Antapaccay y ampliación de la Mina Marcona de Shougang.
 - b) Se modificó el precio del gas natural para las unidades que utilizan gas natural de Camisea y se verificó que el precio del gas natural de las centrales de Aguaytía y Malacas no superen el precio límite a considerar para efectos tarifarios, por lo que el precio de ambas centrales fue corregido por superar el referido precio límite, de conformidad con el Decreto Supremo N° 016-2000-EM (ver Anexo C del informe).
 - c) Se modificó el programa de mantenimiento mayor propuesto por el COES-SINAC, por las razones expuestas en el Anexo E del presente informe.
 - d) Se desestimaron los valores propuestos por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC de los costos variables no combustibles por las razones expuestas en el Anexo B del presente informe, pero se actualizaron los valores de estos costos para las centrales de Ilo 2, Ventanilla, Chilca y Santa Rosa, de acuerdo con los criterios que se señalan en dicho Anexo.
 - e) Se incluyeron en el modelo PERSEO nuevas instalaciones de transmisión con finalidad de dar cumplimiento al Artículo 128° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
 - f) Se consideró la puesta en operación de la C.T. Santo Domingo de Olleros para diciembre 2012, C.T. Fénix para enero 2013, C.H. Huanza para febrero 2013 y la conversión a ciclo combinado de la C.T. Chilca I para setiembre 2013. Las razones de estas modificaciones en el plan de obras están expuestas en el Anexo D del presente informe.
 - g) Se modificaron los factores nodales de energía como consecuencia de la aplicación del modelo PERSEO.



- h) Se modificó el Precio Básico de la Potencia en los rubros de Costos de Inversión de la Central Termoeléctrica, tasa TAMEX, Costos de Conexión y Costo Fijo No Combustible, sobre la base de la aplicación del Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia, aprobado mediante Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD (ver Anexo N del informe).
- i) Se modificó el Peaje por Conexión Unitario del Sistema Principal de Transmisión y el Peaje de Transmisión Unitario como consecuencia del análisis de la información del ESTUDIO y la ABSOLUCIÓN; por otro lado, el valor del cargo por Garantía por Red Principal del ducto de Camisea, en la presente regulación tarifaria, es igual a 0,00 S/./kW-mes (Informe N° 149-2011-GART).
- j) En los cálculos de la publicación del proyecto de resolución que fija los Precios en Barra se tomó en consideración los costos al 31 de marzo de 2011 conforme a lo establecido en el Artículo 50° de la LCE³.
- k) Se ha considerado la retribución única al Estado por el uso del agua para generación hidroeléctrica de 0,800 S/./MWh, conforme al valor vigente al 31 de marzo de 2011 del Precio Promedio de Energía a Nivel Generación en el SEIN.
- l) Adicionalmente se ha considerado la Resolución Directoral N° 02-2010-ANA-DEPHM que establece las cotas máximas y mínimas de deben mantenerse por un periodo de catorce (14) meses, en el embalse Chinchaycocha (Lago Junín).
- 4) Se comparó el precio teórico con el precio promedio ponderado de las licitaciones, de acuerdo con lo establecido en el “Procedimiento para Comparación de Precios Regulados” que se aprobó con la Resolución OSINERGMIN N° 273-2010-OS/CD, resultando que el precio teórico se encuentra en menos del 10% del precio promedio ponderado de las licitaciones, por lo cual se tuvo que aplicar el Factor de Ajuste 1,1578 a este precio, con la finalidad que se encuentre en el rango de $\pm 10\%$ exigido por la Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832.
- 5) Se determinó 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, igual a 0,19 S/./kW-mes (ver Anexo P del informe).
- 6) Se determinó el Cargo Unitario por Generación Adicional de acuerdo con lo dispuesto por la norma “Compensación por Generación Adicional”, aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 002-2009-OS/CD en cumplimiento de lo dispuesto por el Decreto de Urgencia N° 037-2008, igual a 0,12 S/./kW-mes para el Usuario Regulado (ver Anexo G del informe).



³ **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.

- 7) Se determinaron el Cargo Unitario por CVOA-CMg y 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 Decreto de Urgencia N° 049-2008. Dichos cargos resultaron iguales a 2,50 S/./kW-mes y 0,00 S/./kW-mes, respectivamente (ver Anexo Q del informe).
- 8) Se determinó el Cargo Unitario por Prima de Generación con Recursos Energéticos Renovables de acuerdo con lo dispuesto por la norma "Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables, aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 001-2010-OS/CD en cumplimiento de lo dispuesto por el Decreto Legislativo N° 1002, igual a 0,45 S/./kW-mes (ver Anexo R del informe).
- 9) Para los Sistemas Aislados se ha considerado lo dispuesto en el Artículo 30° de la Ley N° 28832 en lo relacionado con la determinación de los Precios en Barra de Sistemas Aislados y la aplicación del Mecanismo de Compensación.



INDICE

1. INTRODUCCIÓN	4
1.1. PROCESO DE REGULACIÓN TARIFARIA.....	5
1.2. ASPECTOS METODOLÓGICOS	5
1.3. RESUMEN DE RESULTADOS	6
1.4. PRINCIPALES MODIFICACIONES A LA PROPUESTA DE LOS SUBCOMITÉS DEL COES-SINAC.....	8
1.5. COMPARACIÓN DE LAS VARIACIONES DE LOS PRECIOS EN BARRA EN EL SEIN.....	9
2. PROCESO DE REGULACIÓN TARIFARIA.....	11
2.1. PROPUESTA DE LOS SUBCOMITÉS DE GENERADORES Y TRANSMISORES DEL COES-SINAC.....	13
2.2. PRIMERA AUDIENCIA PÚBLICA.....	14
2.3. OBSERVACIONES A LAS PROPUESTAS DE LOS SUBCOMITÉS DE GENERADORES Y TRANSMISORES DEL COES-SINAC.....	14
2.4. ABSOLUCIÓN DE LAS OBSERVACIONES	15
2.5. PREPUBLICACIÓN DE PRECIOS EN BARRA	15
2.6. SEGUNDA AUDIENCIA PÚBLICA.....	16
2.7. OPINIONES Y SUGERENCIA DE LOS INTERESADOS.....	17
2.8. FIJACIÓN DE PRECIOS EN BARRA	17
3. PRECIOS BÁSICOS DE POTENCIA Y ENERGÍA.....	18
3.1. PROCEDIMIENTOS DE CÁLCULO	18
3.1.1. Precio Básico de la Energía	19
3.1.2. Precio Básico de la Potencia.....	21
3.2. PREMISAS Y RESULTADOS.....	22
3.2.1. Previsión de Demanda.....	22
3.2.2. Programa de Obras.....	23
3.2.3. Costos Variables de Operación (CVT)	28
3.2.3.1. Precios de los Combustibles Líquidos	28
3.2.3.2. Precio del Gas Natural	30
3.2.3.3. Precio del Carbón.....	31
3.2.3.4. Otros costos en el precio de los combustibles líquidos.....	31
3.2.4. Canon del Agua	33
3.2.5. Costo de Racionamiento	34
3.2.6. Precio Básico de la Energía.....	34
3.2.7. Precio Básico de la Potencia.....	34
4. CARGOS POR TRANSMISIÓN.....	36
4.1. SISTEMA GARANTIZADO DE TRANSMISIÓN.....	36
4.1.1. SGT del Consorcio Transmantaro S.A.....	36
4.1.2. SGT de Abengoa Transmisión Norte S.A.....	37
4.2. SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN	38
4.3. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO (VNR) DEL SPT Y SGT	40
4.3.1. Red de Energía del Perú S.A. (REP)	40



4.3.2.	Eteselva S.R.L. (Eteselva)	40
4.3.3.	Compañía Minera Antamina (Antamina)	41
4.3.4.	San Gabán Transmisión (San Gabán)	41
4.3.5.	Consortio Transmantaro (Transmantaro)	41
4.3.6.	Red Eléctrica del Sur S.A. (Redesur)	42
4.3.7.	Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A. (ISA)	43
4.3.8.	Abengoa Transmisión Norte S.A. (ATN)	43
4.4.	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (COYM) DEL SPT	45
4.4.1.	REP	45
4.4.2.	Eteselva	46
4.4.3.	Antamina	46
4.4.4.	San Gabán	46
4.4.5.	Transmantaro	46
4.4.6.	Redesur	46
4.4.7.	ISA	46
4.4.8.	ATN	47
4.5.	FACTORES NODALES DE ENERGÍA Y FACTORES DE PÉRDIDAS DE POTENCIA	47
4.6.	INGRESO TARIFARIO	50
4.6.1.	Ingreso Tarifario de Enlaces Internacionales	50
4.6.2.	Ingreso Tarifario de Enlaces Nacionales	50
4.7.	PEAJE POR CONEXIÓN AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN	52
4.7.1.	Liquidación según contratos específicos	52
4.7.1.1.	Liquidación de Transmantaro	52
4.7.1.2.	Liquidación Anual de Redesur	53
4.7.1.3.	Liquidación de ISA	54
4.7.1.4.	Liquidación de REP	55
4.7.1.5.	Determinación y Asignación de la RAG y la RAA	56
4.7.1.6.	Liquidación del SGT de Abengoa	57
4.7.2.	Compensación Tarifaria	58
4.7.3.	Cargo Unitario por Generación Adicional	58
4.7.4.	Cargo Unitario por Seguridad de Suministro	58
4.7.5.	Cargo Unitario por Costos Variables Adicionales respecto del Costo Marginal (CVOA-Cmg)	59
4.7.6.	Cargo Unitario por Costos Variables Adicionales por Retiros sin Contrato (CVOA-RSC)	59
4.7.7.	Cargo Unitario por Prima de Generación con Recursos Energéticos Renovables	59
4.7.8.	Determinación del Peaje por Conexión	59
5.	PRECIOS EN BARRA EN SUBESTACIONES BASE	62
5.1.	TARIFAS TEÓRICAS	62
5.2.	COMPARACIÓN DE LOS PRECIOS TEÓRICOS CON EL PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE LAS LICITACIONES	64
5.3.	PRECIOS EN BARRA	65
6.	SISTEMAS AISLADOS	68
6.1.	MARCO DE REFERENCIA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS EN BARRA	68
6.2.	CRITERIOS GENERALES	69
6.3.	SISTEMAS AISLADOS TÍPICOS	71



6.3.1.	Precios por Sistema Aislado Típico.....	73
6.4.	PRECIOS EN BARRA DE SISTEMAS AISLADOS	73
6.5.	MECANISMO DE COMPENSACIÓN PARA SISTEMAS AISLADOS	74
7.	ACTUALIZACIÓN DE PRECIOS.....	77
7.1.	SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL	77
7.1.1.	Actualización del Precio de la Energía.....	77
7.1.2.	Actualización del Precio de la Potencia.....	78
7.1.3.	Actualización del Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión.....	78
7.2.	SISTEMAS AISLADOS	79
7.2.1.	Actualización de los Precios en Barra Efectivos	79
8.	ANEXOS.....	81
ANEXO A	PROYECCIÓN DE DEMANDA	82
ANEXO B	COSTOS VARIABLES NO COMBUSTIBLES.....	113
ANEXO C	PRECIO DEL GAS NATURAL: APLICACIÓN DEL DECRETO SUPREMO N° 016-2000-EM	125
ANEXO D	PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN.....	135
ANEXO E	PROGRAMA DE MANTENIMIENTO MAYOR DE LAS CENTRALES DEL SEIN.....	153
ANEXO F	ANÁLISIS DE HIDROLOGÍA	160
ANEXO G	COMPENSACIÓN POR GENERACIÓN ADICIONAL	161
ANEXO H	REPRESENTACIÓN DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN Y DE DUCTO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL.....	172
ANEXO I	VALOR NUEVO DE REEMPLAZO Y COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE REP	173
ANEXO J	VALOR NUEVO DE REEMPLAZO Y COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE ETESELVA.....	178
ANEXO K	VALOR NUEVO DE REEMPLAZO Y COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE ANTAMINA.....	184
ANEXO L	VALOR NUEVO DE REEMPLAZO Y COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE SAN GABAN.....	188
ANEXO M	DETERMINACIÓN DE LA REMUNERACIÓN ANUAL GARANTIZADA (RAG) Y REMUNERACIÓN ANUAL POR AMPLIACIONES (RAA).....	192
ANEXO N	PRECIO BÁSICO DE POTENCIA	207
ANEXO O	APLICACIÓN EN EL MODELO PERSEO DE LA NUEVA RESTRICCIÓN AL LAGO JUNÍN	215
ANEXO P	DETERMINACIÓN DEL CUCSS	218
ANEXO Q	COMPENSACIÓN POR COSTOS VARIABLES ADICIONALES.....	225
ANEXO R	COMPENSACIÓN POR GENERACIÓN CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES	230
ANEXO S	ÍNDICES WPSSOP3500 Y CUUR0000SA0.....	240
ANEXO T	INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA	243
ANEXO U	ANÁLISIS DE LAS OPINIONES Y SUGERENCIAS A LA PREPUBLICACIÓN	248
ANEXO V	RELACIÓN DE INFORMACIÓN QUE SUSTENTA LOS PRECIOS EN BARRA	270



1. Introducción

El siguiente informe contiene el estudio realizado por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "OSINERGMIN"), para la fijación de Precios en Barra del período mayo 2011 – abril 2012. Para su elaboración se ha considerado los estudios técnico económicos presentados por los Subcomités de Generadores y Transmisores del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (en adelante "COES-SINAC") de acuerdo con el Artículo 119° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas; así como, los estudios desarrollados y/o encargados por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERGMIN (en adelante "GART") sobre el particular.

Los principios y los procedimientos mediante los cuales se regulan las tarifas de electricidad en el Perú se encuentran establecidos en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "Ley" ó "LCE"); la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (en adelante "Ley 28832"), el Decreto Legislativo N° 1002 (en adelante "DL 1002"), 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")⁴; los reglamentos de estas leyes; y, en 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 estudio determina los precios básicos, definidos en el Artículo 47° de la Ley y Artículos 125° y 126° del Reglamento. Estos 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 y nodales, respectivamente.



⁴ La vigencia del DU 049 fue extendida hasta diciembre de 2013 de acuerdo con lo establecido en el Decreto de Urgencia N° 079-2010.

1.1. Proceso de Regulación Tarifaria

El proceso de regulación tarifaria se inició el 12 de noviembre de 2010, con la presentación del “*Estudio Técnico Económico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras para la Fijación Tarifaria de Mayo de 2011*” y del “*Estudio Técnico Económico Fijación de Tarifas en Barra del Periodo Mayo de 2011 – Abril 2012*”, 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-028-2010 y sin número, respectivamente. Como parte del proceso regulatorio se convocó la realización de una audiencia pública, la cual se llevó a cabo el 24 de noviembre de 2010. En esta audiencia los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES-SINAC tuvieron la oportunidad de sustentar sus propuestas de fijación de tarifas, recibiendo los comentarios y observaciones de los asistentes y dando respuesta a las observaciones recibidas.

Posteriormente, el 15 de diciembre de 2010, OSINERGMIN remitió a los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES-SINAC, mediante Oficios N° 839-2010-GART y N° 840-2010-GART, los Informes N° 0432-2010-GART y N° 0431-2010-GART con las observaciones encontradas a sus propuestas de tarifas.

Las observaciones señaladas fueron revisadas y respondidas por ambos Subcomités con fecha 14 de enero de 2011, mediante cartas SGC-005-2011 y STCOES N° 004-2011.

En la preparación del presente informe se toma en cuenta toda la información recolectada a lo largo del proceso descrito, incluidos los resultados de los estudios encargados por OSINERGMIN a consultores especializados sobre temas específicos de la regulación.

1.2. Aspectos Metodológicos

El Precio Básico de 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 Ley, 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. Dicho precio ha sido determinado conforme a lo dispuesto por el Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia, aprobado mediante Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD y sus modificatorias.

Los Precios en Barra se calculan agregando a los precios básicos de energía y potencia los cargos por la transmisión involucrada de los Sistemas de Transmisión Garantizados y Principales. Los cargos por ambos sistemas de transmisión se calcularon aplicando el método establecido en la Ley, que consiste en determinar el costo marginal de esta actividad (su ingreso tarifario) y complementarlo con el peaje; definido éste como la diferencia entre el costo medio del sistema de transmisión y el costo marginal.



Los cargos de peaje secundario corresponden a los publicados en la Resolución OSINERGMIN N° 184-2009-OS/CD, sus modificatorias y complementarias, debidamente actualizados.

El Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro, el Cargo Unitario por Generación Adicional, Cargo por Prima de Energía Renovables y los Cargos Unitarios por Costos Adicionales, CVOA-CMg y CVOA-RSC, que se agregan a los cargos por el Sistema Principal de Transmisión, corresponden a aquellos determinados conforme se describe en el presente informe.

Finalmente, el Cargo por Garantía por la Red Principal de Camisea que se agrega al peaje por conexión del Sistema Principal de Transmisión, se encuentra sustentado en el Informe N° 149-2011-GART.

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.

1.3. Resumen de Resultados

Como resultado de la comparación del Precio en Barra, se tiene que éste difiere en más del 10% del promedio ponderado de los precios de las licitaciones. Por tal motivo, fue necesario efectuar el reajuste en los precios teóricos, a través del Factor de Ajuste 1,1578, para constituir los Precios en Barra definitivos. En consecuencia, los precios resultantes para la regulación de Precios en Barra del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) se resumen en el cuadro siguiente⁵:



⁵ Los cargos de peaje secundario corresponden a los publicados en la Resolución OSINERGMIN N° 184-2009-OS/CD, sus modificatorias y complementarias, debidamente actualizados al 31 de marzo de 2011.

Cuadro No. 1.1

TARIFAS EN BARRA - MONEDA NACIONAL

Factor de Ajuste 1,1578	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	16,91	7,00	23,91	0,00	10,50	10,27
Talara	16,91	7,00	23,91	0,00	10,46	10,24
Piura Oeste	16,91	7,00	23,91	0,00	11,30	10,73
Chiclayo Oeste	16,91	7,00	23,91	0,00	10,98	10,45
Carhuaquero 220	16,91	7,00	23,91	0,00	10,81	10,33
Carhuaquero 138	16,91	7,00	23,91	0,00	10,81	10,33
Uteno 138	16,91	7,00	23,91	0,00	10,81	10,33
Jaen 138	16,91	7,00	23,91	0,00	10,83	10,34
Guadalupe 220	16,91	7,00	23,91	0,00	10,81	10,31
Guadalupe 60	16,91	7,00	23,91	0,00	10,86	10,34
Cajamarca	16,91	7,00	23,91	0,00	10,51	10,06
Trujillo Norte	16,91	7,00	23,91	0,00	10,54	10,07
Chimbole 1 220	16,91	7,00	23,91	0,00	10,34	9,89
Chimbole 1 138	16,91	7,00	23,91	0,00	10,34	9,89
Paramonga N 220	16,91	7,00	23,91	0,00	9,97	9,57
Paramonga N 138	16,91	7,00	23,91	0,00	9,96	9,57
Paramonga 138	16,91	7,00	23,91	0,00	9,95	9,57
Huacho	16,91	7,00	23,91	0,00	9,89	9,49
Zapallal	16,91	7,00	23,91	0,00	9,70	9,32
Ventanilla	16,91	7,00	23,91	0,00	9,75	9,31
Chavarría	16,91	7,00	23,91	0,00	9,75	9,33
Santa Rosa	16,91	7,00	23,91	0,00	9,73	9,32
San Juan	16,91	7,00	23,91	0,00	9,63	9,25
Cantera	16,91	7,00	23,91	0,00	9,56	9,22
Chilca 220	16,91	7,00	23,91	0,00	9,46	9,13
Independencia	16,91	7,00	23,91	0,00	9,64	9,31
Ica	16,91	7,00	23,91	0,00	9,71	9,38
Marcona	16,91	7,00	23,91	0,00	9,92	9,56
Marlano	16,91	7,00	23,91	0,00	9,51	9,12
Huayucachi	16,91	7,00	23,91	0,00	9,58	9,19
Pachachaca	16,91	7,00	23,91	0,00	9,58	9,20
Huancavelica	16,91	7,00	23,91	0,00	9,55	9,19
Callahuanca ELP	16,91	7,00	23,91	0,00	9,64	9,25
Cajamarquilla	16,91	7,00	23,91	0,00	9,73	9,33
Huallanca 138	16,91	7,00	23,91	0,00	10,02	9,63
Vizcarra	16,91	7,00	23,91	0,00	9,87	9,50
Tingo Maria 220	16,91	7,00	23,91	0,00	9,89	9,48
Aguaytia 220	16,91	7,00	23,91	0,00	9,77	9,44
Aguaytia 138	16,91	7,00	23,91	0,00	9,81	9,47
Aguaytia 22,9	16,91	7,00	23,91	0,00	9,79	9,45
Pucallpa 138	16,91	7,00	23,91	0,00	10,09	9,68
Pucallpa 60	16,91	7,00	23,91	0,00	10,11	9,69
Aucayacu	16,91	7,00	23,91	0,00	10,12	9,74
Tocache	16,91	7,00	23,91	0,00	10,43	9,92
Tingo Maria 138	16,91	7,00	23,91	0,00	9,99	9,65
Huánuco 138	16,91	7,00	23,91	0,00	9,83	9,51
Paragsha II 138	16,91	7,00	23,91	0,00	9,85	9,32
Paragsha 220	16,91	7,00	23,91	0,00	9,68	9,33
Yaupi 138	16,91	7,00	23,91	0,00	9,54	9,19
Yuncán 138	16,91	7,00	23,91	0,00	9,54	9,19
Yuncán 220	16,91	7,00	23,91	0,00	9,58	9,22
Oroya Nueva 220	16,91	7,00	23,91	0,00	9,61	9,24
Oroya Nueva 138	16,91	7,00	23,91	0,00	9,76	9,40
Oroya Nueva 50	16,91	7,00	23,91	0,00	9,70	9,32
Carhuamayo 138	16,91	7,00	23,91	0,00	9,77	9,32
Carhuamayo 220	16,91	7,00	23,91	0,00	9,64	9,27
Caripa 138	16,91	7,00	23,91	0,00	9,82	9,48
Desierto 220	16,91	7,00	23,91	0,00	9,58	9,25
Condorcocha 138	16,91	7,00	23,91	0,00	9,84	9,51
Condorcocha 44	16,91	7,00	23,91	0,00	9,84	9,51
Machupicchu	16,91	7,00	23,91	0,00	10,50	9,56
Cachimayo	16,91	7,00	23,91	0,00	10,86	9,89
Dolorespata	16,91	7,00	23,91	0,00	10,88	9,90
Quencoro	16,91	7,00	23,91	0,00	10,86	9,89
Combapata	16,91	7,00	23,91	0,00	10,94	10,06
Tintaya	16,91	7,00	23,91	0,00	11,00	10,25
Ayaviri	16,91	7,00	23,91	0,00	10,80	10,08
Azángaro	16,91	7,00	23,91	0,00	10,67	9,96
San Gabán	16,91	7,00	23,91	0,00	10,75	10,01
Mazuco	16,91	7,00	23,91	0,00	10,83	10,06
Puerto Maldonado	16,91	7,00	23,91	0,00	11,01	10,18
Julica	16,91	7,00	23,91	0,00	10,93	10,23
Puno 138	16,91	7,00	23,91	0,00	10,97	10,33
Puno 220	16,91	7,00	23,91	0,00	10,96	10,33
Callalli	16,91	7,00	23,91	0,00	10,88	10,25
Santuario	16,91	7,00	23,91	0,00	10,74	10,17
Socabaya 138	16,91	7,00	23,91	0,00	10,79	10,21
Socabaya 220	16,91	7,00	23,91	0,00	10,79	10,21
Cerro Verde	16,91	7,00	23,91	0,00	10,82	10,24
Repartición	16,91	7,00	23,91	0,00	10,86	10,26
Mollendo	16,91	7,00	23,91	0,00	10,89	10,28
Montalvo 220	16,91	7,00	23,91	0,00	10,95	10,36
Montalvo 138	16,91	7,00	23,91	0,00	10,96	10,37
Ilo 138	16,91	7,00	23,91	0,00	10,91	10,52
Botiflaca 138	16,91	7,00	23,91	0,00	11,01	10,43
Toquepala	16,91	7,00	23,91	0,00	11,03	10,48
Aricota 138	16,91	7,00	23,91	0,00	10,95	10,45
Aricota 66	16,91	7,00	23,91	0,00	10,91	10,44
Tacna 220	16,91	7,00	23,91	0,00	11,03	10,40
Tacna 66	16,91	7,00	23,91	0,00	11,10	10,43

Tipo de Cambio	2,805	S./US\$	F.C.	80,6%	%EHP	19,4%
----------------	-------	---------	------	-------	------	-------



1.4. Principales Modificaciones a la Propuesta de los Subcomités del COES-SINAC

Los Precios en Barra mostrados en las secciones anteriores, se obtienen a partir de las propuestas de los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES-SINAC con las modificaciones efectuadas por OSINERGMIN. La siguiente relación describe los principales cambios incorporados:

- Se consideraron las ventas del año 2010, se actualizó la información referida a las pérdidas de distribución, subtransmisión y transmisión para el periodo de proyección; así como la participación de ventas de distribuidores en alta y muy alta tensión; y la participación de ventas realizadas por los generadores. Por otro lado, se incluyó, sobre la base de información remitida a OSINERGMIN, la proyección de la demanda del proyecto minero de Constancia, Antapaccay y ampliación de la Mina Marcona de Shougang.
- Se modificó el precio del gas natural para las unidades que utilizan gas natural de Camisea y se verificó que el precio del gas natural de las centrales de Aguaytía y Malacas no supere el precio límite a considerar para efectos tarifarios, por lo que el precio de ambas centrales fue corregido por superar el referido precio límite, de conformidad con el Decreto Supremo N° 016-2000-EM (ver Anexo C del informe).
- Se modificó el programa de mantenimiento mayor propuesto por el COES-SINAC, por las razones expuestas en el Anexo E del presente informe.
- Se desestimaron los valores propuestos por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC de los costos variables no combustibles por las razones expuestas en el Anexo B del presente informe. De otro lado, se actualizaron los valores de estos costos para las centrales de Ilo 2, Ventanilla, Chilca y Santa Rosa, de acuerdo con los criterios que se señalan en dicho Anexo.
- Se incluyeron en el modelo PERSEO nuevas instalaciones de transmisión con finalidad de dar cumplimiento al Artículo 128° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- Se consideró la puesta en operación comercial de la C.T. Santo Domingo de Olleros para diciembre 2012, C.T. Fénix para enero 2013, C.H. Huanza para febrero 2013 y la conversión a ciclo combinado de la C.T. Chilca I para setiembre 2013. Las razones de estas modificaciones en el plan de obras están expuestas en el Anexo D del presente informe.
- Se modificaron los factores nodales de energía como consecuencia de la aplicación del modelo PERSEO.
- Se modificó el Precio Básico de la Potencia en los rubros de Costos de Inversión de la Central Termoeléctrica, tasa TAMEX, Costos de Conexión y Costo Fijo No Combustible, sobre la base de la aplicación del Procedimiento para la Determinación del Precio



Básico de Potencia, aprobado mediante Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD (ver Anexo N del informe).

- Se modificó el Peaje por Conexión Unitario del Sistema Principal de Transmisión y el Peaje de Transmisión como consecuencia del análisis de la información del ESTUDIO y la ABSOLUCIÓN; por otro lado, el valor del cargo por Garantía por Red Principal del ducto de Camisea, en la presente regulación tarifaria, es igual a 0,00 S./kW-mes (Informe N° 149-2011-GART). Adicionalmente se agregó dentro del Peaje por Conexión Unitario del Sistema Principal de Transmisión los Cargo Unitarios que ordenan el Decreto Legislativo N° 1041, el Decreto Legislativo N° 1002 y los Decretos de Urgencia N° 037-2008 y N° 049-2008, dando como resultado final un valor igual a 7,00 S./kW-mes
- En los cálculos de la publicación del proyecto de resolución que fija los Precios en Barra se tomó en consideración los costos al 31 de marzo de 2011 para cumplir con lo establecido en el Artículo 50° de la LCE.
- Se ha considerado la retribución única al Estado por el uso del agua para generación hidroeléctrica de 0,800 S./MWh, conforme al valor vigente al 31 de marzo de 2011 del Precio Promedio de Energía a Nivel Generación en el SEIN.
- Adicionalmente se ha considerado la Resolución Directoral N° 02-2010-ANA-DEPHM que establece las cotas máximas y mínimas que deben mantenerse por un periodo de catorce (14) meses, en el embalse Chinchaycocha (Lago Junín).

1.5. Comparación de las Variaciones de los Precios en Barra en el SEIN

Los Precios en Barra resultantes se comparan con los precios vigentes al mes de abril de 2011, obteniéndose los resultados que se muestran a continuación para las principales ciudades del país⁶.



⁶ Los cargos de peaje secundario corresponden a los publicados en la Resolución OSINERGMIN N° 184-2009-OS/CD, sus modificatorias y complementarias, debidamente actualizados al 31 de marzo de 2011.

Cuadro No. 1.2

COMPARACIÓN VARIACIONES DE PRECIOS EN BARRA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

a) REGULACIÓN TARIFARIA MAYO 2010 (VIGENTES AL 04 DE ABRIL DE 2011)

Barras Principales	PRECIOS EN BARRA					PRECIOS EN BARRA			
	Potencia PPM S./kW-mes	Peaje Conex. PCSPT S./kW-mes	Peaje Sec. CPSEE ctm.S./kWh	Energía HP PEMP ctm.S./kWh	Energía HFP PEMF ctm.S./kWh	Potencia PPB S./kW-mes	Energía HP PEBP ctm.S./kWh	Energía HFP PEBF ctm.S./kWh	Precio Medio ctm.S./kWh
Piura	16,59	9,78	0,00	11,75	9,61	26,37	11,75	9,61	17,47
Chiclayo	16,59	9,78	0,00	11,53	9,37	26,37	11,53	9,37	17,24
Trujillo	16,59	9,78	0,00	11,30	9,17	26,37	11,30	9,17	17,04
Lima	16,59	9,78	0,00	10,56	8,47	26,37	10,56	8,47	15,17
Ica	16,59	9,78	0,00	10,69	8,63	26,37	10,69	8,63	16,45
Tingo Maria	16,59	9,78	0,00	10,59	8,48	26,37	10,59	8,48	16,30
Cusco	16,59	9,78	0,00	11,82	8,94	26,37	11,82	8,94	17,13
Combapata	16,59	9,78	0,00	11,91	9,30	26,37	11,91	9,30	17,40
Tintaya	16,59	9,78	0,00	11,99	9,49	26,37	11,99	9,49	17,50
Juliaca	16,59	9,78	0,00	11,80	9,43	26,37	11,80	9,43	17,41
Socabaya	16,59	9,78	0,00	11,64	9,33	26,37	11,64	9,33	17,23
Toquepala	16,59	9,78	0,00	11,91	9,57	26,37	11,91	9,57	17,48
Tacna	16,59	9,78	0,00	11,88	9,50	26,37	11,88	9,50	17,42

b) PROPUESTA REGULACIÓN TARIFARIA MAYO 2011

Barras Principales	COSTOS MARGINALES					b. PRECIOS EN BARRA				Variación P.BARRA b/a - 1
	Potencia PPM S./kW-mes	Peaje Conex. PCSPT S./kW-mes	Peaje Sec. CPSEE ctm.S./kWh	Energía HP PEMP ctm.S./kWh	Energía HFP PEMF ctm.S./kWh	Potencia PPB S./kW-mes	Energía HP PEBP ctm.S./kWh	Energía HFP PEBF ctm.S./kWh	Precio Medio ctm.S./kWh	
Piura	16,91	7,00	0,00	11,30	10,73	23,91	11,30	10,73	17,49	0,1%
Chiclayo	16,91	7,00	0,00	10,98	10,45	23,91	10,98	10,45	17,20	-0,2%
Trujillo	16,91	7,00	0,00	10,54	10,07	23,91	10,54	10,07	16,80	-1,4%
Lima	16,91	7,00	0,00	9,73	9,32	23,91	9,73	9,32	15,03	-0,9%
Ica	16,91	7,00	0,00	9,71	9,38	23,91	9,71	9,38	16,07	-2,3%
Tingo Maria	16,91	7,00	0,00	9,99	9,65	23,91	9,99	9,65	16,34	0,2%
Cusco	16,91	7,00	0,00	10,88	9,90	23,91	10,88	9,90	16,81	-1,8%
Combapata	16,91	7,00	0,00	10,94	10,06	23,91	10,94	10,06	16,94	-2,7%
Tintaya	16,91	7,00	0,00	11,00	10,25	23,91	11,00	10,25	17,07	-2,5%
Juliaca	16,91	7,00	0,00	10,93	10,23	23,91	10,93	10,23	17,04	-2,1%
Socabaya	16,91	7,00	0,00	10,78	10,21	23,91	10,78	10,21	16,97	-1,5%
Toquepala	16,91	7,00	0,00	11,03	10,48	23,91	11,03	10,48	17,23	-1,4%
Tacna	16,91	7,00	0,00	11,03	10,40	23,91	11,03	10,40	17,17	-1,4%

Tipo Cambio	2,805	S./US\$	F.C.	80,6%	%EHP	19,4%
-------------	-------	---------	------	-------	------	-------



2. Proceso de Regulación Tarifaria

El proceso de Fijación de Precios en Barra se realiza 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, ha incluido, 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 siguiente esquema se resume la secuencia de actividades del proceso para la Fijación de las Tarifas en Barra. Las fechas indicadas corresponden a la presente fijación de tarifas, donde a partir de la etapa "8" representan fechas límites que pueden variar en caso de adelantarse la fecha de término de alguna de las etapas.

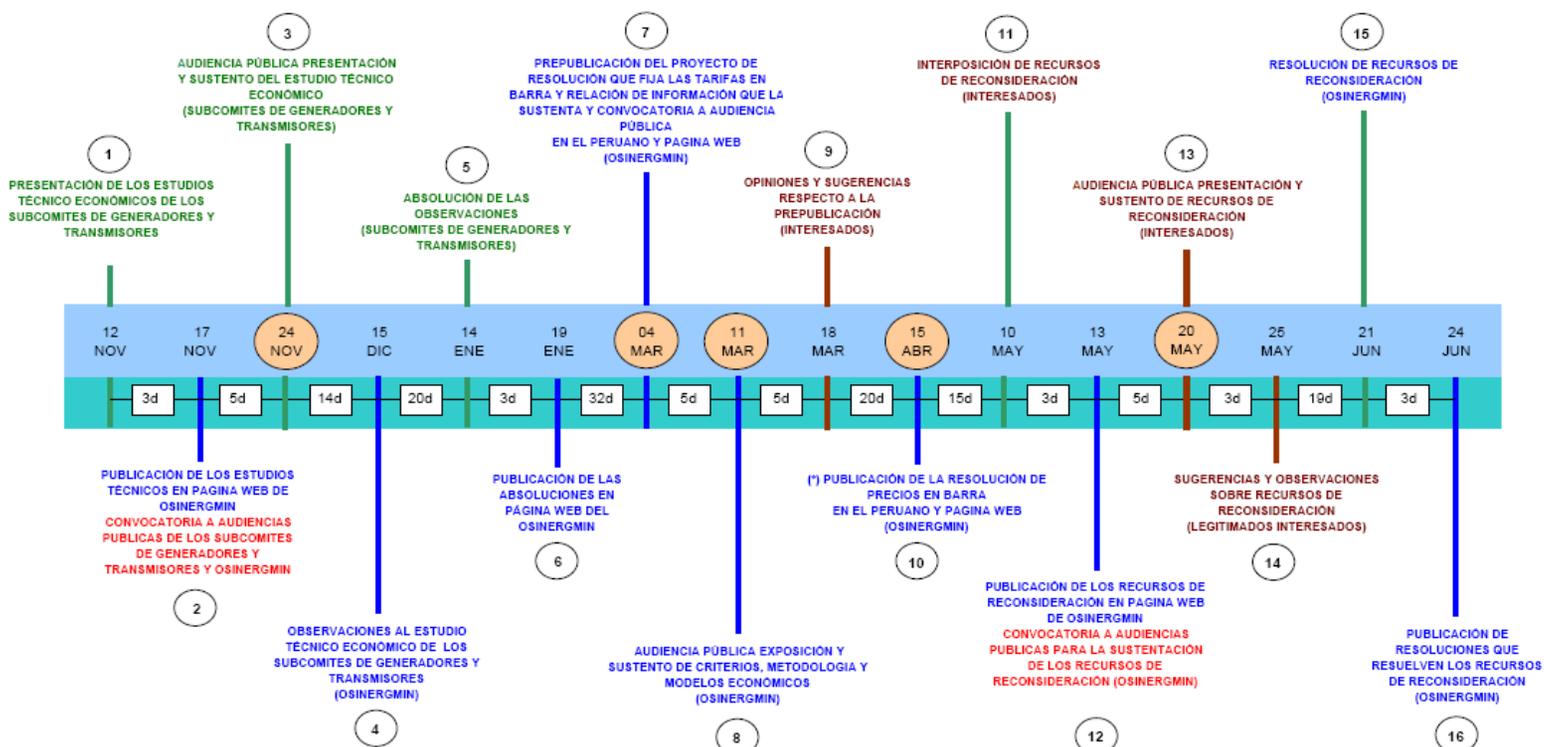
El cronograma ilustrado en el Esquema 2.1, que obedece a las disposiciones legales vigentes, establece un ambiente abierto de participación donde pueden expresarse las opiniones de la ciudadanía, y de los interesados en general, a fin de que éstas sean consideradas por el regulador antes que adopte su decisión sobre la fijación de los Precios en Barra.

Asimismo, con posterioridad a la decisión, se prevé la instancia de los recursos de reconsideración a través de la cual se pueden interponer cuestionamientos a las decisiones adoptadas.



Esquema No. 2.1

PROCESO DE FIJACIÓN DE PRECIOS EN BARRA MAYO 2011 - ABRIL 2012



Nota: El presente cronograma tiene carácter referencial, basado en el Anexo A del "Procedimiento para Fijación de Precios Regulados", aprobado mediante la Resolución OSINERGMIN N° 775-2007-OS/CD y la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.



F4-GART-DGT-PE-01
Rev: 06

Fecha de Actualización: 17/11/2010

2.1. 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 Eléctricas⁷, 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 12 de noviembre de 2010, del "Estudio Técnico Económico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras para la Fijación Tarifaria de Mayo de 2011" y del "Estudio Técnico Económico Fijación de Tarifas en Barra del Periodo Mayo de 2011 – Abril 2012".

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

⁷ **Artículo 51°.**- Antes del 15 de noviembre 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. 2.1

TARIFAS	Unidades	Lima		
		Actualizado el 04 Oct 2010	Propuesta Mayo 2011	Variación
Precio Promedio de la Energía (*)	ctm S./kWh	8,48	12,27	44,7%
Precio de la Potencia	S./kW-mes	16,50	17,00	3,0%
Peaje por Conexión y de Transmisión(**)	S./kW-mes	10,88	11,10	2,0%
Precio Promedio Total (***)	ctm S./kWh	14,91	18,87	26,6%

(*) El precio promedio de energía resulta de considerar una participación en Horas Punta de 24,35%

(**) Se adiciona los cargos adicionales a la propuesta de Peaje por Conexión, con fines de comparación

(***) Se considera un Factor de Carga = 59,17% para hallar el equivalente de los cargos por kW-mes

2.2. Primera Audiencia Pública

De acuerdo con lo establecido en el Procedimiento para Fijación de Precios en Barra, el Consejo Directivo de OSINERGMIN convocó a una primera Audiencia Pública para el 24 de noviembre de 2010, con el objeto de que los Subcomités de Generadores y de Transmisores del COES-SINAC expongan sus propuestas de tarifas de generación para la regulación tarifaria del periodo mayo 2011 – abril 2012.

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 busca 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.

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

Con fecha 15 de diciembre de 2010, OSINERGMIN a través de los Informes N° 0432-2010-GART y N° 0431-2010-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 remitidos los informes de observaciones se procedió a la publicación de los mismos en la página Web de OSINERGMIN.



2.4. Absolución de las Observaciones

El 14 de enero de 2011, 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. 2.2

TARIFAS	Unidades	Lima		
		Actualizado el 04 Ene 2011	Propuesta Mayo 2011	Variación
Precio Promedio de la Energía (*)	ctm S/./kWh	8,48	8,78	3,6%
Precio de la Potencia	S/./kW-mes	16,50	16,97	2,9%
Peaje por Conexión y de Transmisión(**)	S/./kW-mes	10,08	10,09	0,1%
Precio Promedio Total (***)	ctm S/./kWh	14,72	15,14	2,8%

(*) El precio promedio de energía resulta de considerar una participación en Horas Punta de 24,35%

(**) Se adiciona los cargos adicionales a la propuesta de Peaje por Conexión, con fines de comparación

(***) Se considera un Factor de Carga = 59,17% para hallar el equivalente de los cargos por kW-mes

De acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 122° del Reglamento⁸, 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.

2.5. Prepublicación de Precios en Barra

OSINERGMIN ha evaluado 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 2011 – abril 2012. A raíz del análisis que se indica, se elaboraron los informes técnicos N° 0078-2011-GART y N° 079-2011-GART y el informe legal N° 080-2011-GART que contienen el resultado de los estudios realizados.



⁸ **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.

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

Cuadro No. 2.3

TARIFAS	Unidades	Lima		
		Actualizado al 04 de Feb 2011	Prepublicación OSINERGMIN	Variación (%)
Precio Promedio de Energía	ctm.S./kWh	8,48	9,45	11,4%
Precio de Potencia	S/.kW-mes	16,50	16,72	1,3%
Peaje por Conexión y Transmisión	S/.kW-mes	9,60	9,54	-0,6%
Precio Promedio Total	ctm.S./kWh	14,60	15,61	6,9%

De acuerdo con lo señalado en el literal “g” del Anexo A del Texto Único Ordenado y Concordado 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 04 de marzo de 2011 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.

2.6. Segunda Audiencia Pública

El Consejo Directivo de OSINERGMIN dispuso la realización de una segunda Audiencia Pública, la misma que se llevó a cabo el 11 de marzo de 2011, en la cual la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERGMIN expuso los criterios, metodología y modelos económicos utilizados en la presente regulación tarifaria; así como, el sustento del proyecto de resolución que fija los Precios en Barra para el periodo mayo 2011 – abril 2012.

La realización de esta Audiencia Pública se produjo de manera descentralizada y simultáneamente en tres ciudades del país: Tacna, Lima y Chiclayo; 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 la referida 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.



2.7. Opiniones y Sugerencia de los Interesados

El 18 de marzo de 2011 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 Abengoa Transmisión Norte S.A., Consorcio Transmantaro S.A., Eléctrica Santa Rosa S.A.C., Electronorte S.A., Edegel S.A.A., Electroperú S.A., Enersur S.A., Eteselva S.R.L., Luz del Sur S.A.A. Transportadora de Gas del Perú, Red de Electricidad del Sur S.A., Electro Oriente S.A. y del Sr. José Jaime Sánchez Fernández; las cuales han sido publicadas en la página Web de OSINERGMIN.

El análisis de dichas opiniones y sugerencias se realiza en el Anexo U del presente informe, a excepción de los comentarios relacionados con el cargo por compensación de transporte de gas natural para la generación eléctrica, cuyo análisis se encuentra en el Informe N° 149-2011-GART.

2.8. Fijación de Precios en Barra

OSINERGMIN ha evaluado 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 su Estudio Técnico Económico para la fijación de los Precios en Barra. Asimismo, ha tomado en cuenta las opiniones y sugerencias recibidas de los interesados respecto del proyecto de resolución que fija los Precios en Barra para el periodo mayo 2011 - abril 2012. A raíz del análisis que se indica se ha elaborado el presente informe que contiene el resultado de los estudios realizados.

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

Cuadro No. 2.4

TARIFAS	Unidades	Lima		
		Actualizado al 04 de Abril 2011	Publicación OSINERGMIN	Variación (%)
Precio Promedio de Energía	ctm.S/./kWh	8,98	9,42	4,9%
Precio de Potencia	S/./kW-mes	16,59	16,91	1,9%
Peaje por Conexión y Transmisión	S/./kW-mes	9,78	7,00	-28,4%
Precio Promedio Total	ctm.S/./kWh	15,17	15,03	-0,9%



Los Precios en Barra y sus fórmulas de reajuste, una vez aprobados, serán publicados en el diario oficial El Peruano y, complementariamente, en la página Web de OSINERGMIN.

3. 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 presente período de regulación se destaca:

- El ingreso de la segunda etapa de la C.H. Machupicchu (101 MW) para el mes de abril de 2012, la conversión a ciclo combinado de la C.T. Kallpa (858 MW) para el mes de setiembre 2012 y la C.T. Santo Domingo de Olleros (197 MW) para el mes de diciembre 2012.
- El ingreso del ciclo combinado de la C.T. Fénix (521 MW) para el mes de enero de 2013, la C.H. Huanza (90 MW) para el mes de febrero 2013 y la conversión a ciclo combinado de la C.T. Chilca I (804 MW) para el mes de setiembre de 2013.
- No se considera el proyecto de la C.T. El Faro (170 MW) debido a demoras en su desarrollo, conforme se detalla en el Anexo D.

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 2011 - abril 2012.

3.1. Procedimientos de Cálculo

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



3.1.1. 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 LCE⁹, así como lo dispuesto por el Artículo 1° del DU 049¹⁰ para el horizonte comprendido entre el 01 de enero

⁹ **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.

¹⁰ **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:

- 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



de 2010 y el 31 de diciembre de 2013. 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 (2010-2013) 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 el presente estudio se utilizan los datos de caudales naturales de los últimos 45 años, con información histórica, hasta el año 2009.

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 resume en sólo dos períodos: punta y fuera de punta (para el período fuera de punta se consideran los bloques de media y base).

En el caso del mantenimiento, se corrige el programa de mantenimiento mayor de las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas. Asimismo, se considera 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, aunque para los meses de enero 2011 a febrero 2012 se está considerando los volúmenes máximos y mínimos que establece la Resolución Directoral N° 002-2010-ANA-DEHPM¹¹, tal como se describe en el Anexo O; así mismo se considera el costo marginal máximo establecido por Resolución Ministerial N° 607-2008-MEM/DM (313,50 S./MWh)¹².

costos marginales, será cubierta mediante un cargo adicional en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión.

¹¹ La Resolución Directoral N° 002-2010-ANA-DEPHM que fue publicado en el Diario El Peruano el 23.12.2010 y establece, entre otras cosas, las cotas máximas y mínimas que deberán mantenerse por un periodo de catorce (14) meses en el embalse Chinchaycocha (Lago Junín)

¹² **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.osinergmin.gob.pe.

3.1.2. Precio Básico de la Potencia

El Precio Básico de la Potencia, cuyos criterios y procedimientos de cálculo se encuentran definidos en el Artículo 126º del Reglamento¹³, 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

¹³ **Artículo 126º.-** La Anualidad de la Inversión a que se refiere el inciso e) del Artículo 47º de la Ley, así como el Precio Básico de Potencia a que se refiere el inciso f) del Artículo 47º de la Ley, serán determinados según los siguientes criterios y procedimientos:

- a) Procedimiento para determinar el Precio Básico de la Potencia:
- I) Se determina la Anualidad de la Inversión a que se refiere el inciso e) del Artículo 47º de la Ley, conforme al literal b) del presente artículo. Dicha Anualidad se expresa como costo unitario de capacidad estándar;
 - II) Se determina el Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento estándar, considerando la distribución de los costos comunes entre todas las unidades de la central. Dicho costo se expresa como costo unitario de capacidad estándar;
 - III) El Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar, es igual a la suma de los costos unitarios estándares de la Anualidad de la Inversión más la Operación y Mantenimiento definidos en los numerales I) y II) que anteceden;
 - IV) El Costo de Capacidad por unidad de potencia efectiva, es igual al Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar por el factor de ubicación. El factor de ubicación es igual al cociente de la potencia estándar entre la potencia efectiva de la unidad;
 - V) Se determina los factores que tomen en cuenta la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad y el Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema; y
 - VI) El Precio Básico de la Potencia es igual al Costo definido en el numeral IV) por los factores definidos en el numeral V) que anteceden.
- b) Procedimiento para determinar la Anualidad de la Inversión:
- I) La Anualidad de la Inversión es igual al producto de la Inversión por el factor de recuperación de capital obtenido con la Tasa de Actualización fijada en el Artículo 79º de la Ley, y una vida útil de 20 años para el equipo de Generación y de 30 años para el equipo de Conexión.
 - II) El monto de la Inversión será determinado considerando:
 - 1) El costo del equipo que involucre su precio, el flete, los seguros y todos los derechos de importación que les sean aplicables (equivalente a valor DDP de INCOTERMS); y,
 - 2) El costo de instalación y conexión al sistema.
 - III) Para el cálculo se considerarán los tributos aplicables que no generen crédito fiscal.
- c) La Comisión fijará cada 4 años la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta y el Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema, de acuerdo a los criterios de eficiencia económica y seguridad contenidos en la Ley y el Reglamento.
- La Comisión fijará los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo.



Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD y sus modificatorias. 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. Mayor detalle sobre este punto se presenta en el Anexo N del presente informe.

3.2. 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 utilizan 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.

3.2.1. Previsión de Demanda

Para efectuar el pronóstico de la demanda se hace uso de un modelo de corrección de errores. Asimismo, se tiene en cuenta las siguientes diferencias respecto de los valores propuestos por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC (ver Anexo A para mayor detalle):

- La demanda para el periodo 2011 a 2013, ha sido determinada con el Modelo de Corrección de Error, conforme a las fijaciones anteriores.
- Modificación de la proyección de demanda de Shougesa, Constancia, y Antapaccay. También, se ha considerado en el caso de los sistemas Tarapoto-Moyobamba-Bellavista y Bagua - Jaén 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 2010, se ha considerado la información comercial de las empresas eléctricas al IV trimestre del año 2010. 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^{o14} del Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (en adelante "RIEE"), aprobado mediante Decreto Supremo N° 049-2005-EM, respecto de la demanda extranjera, corresponde incluir una proyección de demanda extranjera igual a las transacciones internacionales registradas en el año precedente. Al respecto, toda vez que durante el año 2010 se efectuaron transacciones internacionales de electricidad bajo el amparo del Decreto de Urgencia N° 109-2009 que establece, entre otras cosas, que las demandas asociadas a la exportación de electricidad no se tomará en cuenta en la determinación de los costos marginales, ni para la determinación de los



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 periodo a que se refiere el Artículo 47° de la Ley.

Precios en Barra; por lo cual el valor a considerar en la proyección de demanda del SEIN será igual a cero.

De otro lado, en aplicación del Artículo 10^{c15} del Reglamento de Cogeneración, aprobado mediante Decreto Supremo N° 037-2006-EM, se ha descontado de la proyección de demanda los valores históricos de energía y potencia de las centrales de cogeneración.

La demanda considerada para el SEIN se resume en el Cuadro No. 3.1. Esta demanda se encuentra en el nivel de producción. Para su utilización en el modelo PERSEO es necesario desagregarla en las barras en las cuales se representa el SEIN.

Cuadro No. 3.1

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

Período 2011 - 2013

Año	Max. Demanda MW	Consumo Anual GWh	F.C. %	Tasa de Crecimiento	
				Potencia	Energía
2010	4 596	32 446	80,6%		
2011	5 141	36 046	80,0%	11,9%	11,1%
2012	5 635	39 347	79,7%	9,6%	9,2%
2013	6 149	43 826	81,4%	9,1%	11,4%

3.2.2. 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.

Adicionalmente en el plan de obras de generación se han incluido los proyectos de energía renovables que fueron adjudicados en los procesos de subastas de generación eléctrica con RER, conforme se detalla en el Anexo



¹⁵ Artículo 10º.- 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°.

D. De este modo, el programa de obras de generación en el SEIN que se emplea para la presente fijación tarifaria se muestra en el Cuadro No. 3.2.

Cuadro No. 3.2
PROYECTOS DE GENERACIÓN
Período 2011 - 2013

FECHA DE INGRESO	PROYECTO
Feb. 2011	Ampliación Presa Huangush Bajo (4,5MMC)
Mar. 2011	C.H. Pumamarca (1,8 MW)
Jul. 2011	Central Biomasa Huayacoloro (4,4 MW)
Set. 2011	C.T. Tablazo de SDE Piura (30 MW)
Dic. 2011	Embalse Corani Segunda Etapa (10,5 MMC) San Gaban
Dic. 2011	Embalse Pumamayo (40 MMC) San Gaban
Feb. 2012	C.H. Pias I (12,5 MW)
Abr. 2012	C.H. Machupicchu, segunda etapa (101 MW)
Abr. 2012	C.H. Huancahuasi II (8 MW)
May. 2012	Embalse Corani (24,5MMC) San Gaban
May. 2012	C.H. Nueva Imperial (3,9 MW)
Jul. 2012	Central Eólica Talara (30 MW)
Jul. 2012	Central Eólica Cupisnique (80 MW)
Jul. 2012	Central Solar Panamericana (20 MW)
Jul. 2012	Central Solar Majes (20 MW)
Jul. 2012	Central Solar Repartición (20 MW)
Jul. 2012	Central Solar Tacna (20 MW)
Set. 2012	Conversión a ciclo combinado de C.T. Kallpa (859 MW)
Oct. 2012	C.H. Huancahuasi I (7,8 MW)
Oct. 2012	C.H. Shima (5 MW)
Dic. 2012	C.T. Santo Domingo de Olleros (197 MW)
Dic. 2012	Central Eólica Marcona (32 MW)
Dic. 2012	C.H. Yanapampa (4,1 MW)
Ene. 2013	C.T. Fenix CC (521 MW)
Ene. 2013	C.H. Angel I, II, III (60 MW)
Ene. 2013	C.H. Pizarra (18 MW)
Ene. 2013	C.H. Chancay (19,2 MW)
Feb. 2013	C.H. Huanza (90 MW)
Set. 2013	Conversión a ciclo combinado de C.T. Chilca I (804 MW)

Notas:

C.H.: Central Hidroeléctrica.

C.T.: Central Termoeléctrica.



En cuanto al plan de obras de transmisión, lo propuesto por el Subcomité de Transmisión se ha consolidado no sólo con los proyectos considerados en el Plan Transitorio de Transmisión, previstos para entrar en operación comercial

dentro de los 24 meses posteriores, sino también con aquellos que se encuentran en ejecución o están programados licitarse para que ingresen dentro del periodo de simulación con el modelo PERSEO, tal como se muestra en el Cuadro No 3.3.

Cuadro No. 3.3

PROYECTOS DE TRANSMISIÓN

Período 2011 - 2013

FECHA DE INGRESO	PROYECTO
Feb. 2011	S.E. Cajamarca 220 kV - SVC +120/-60 MVAR
Feb. 2011	L.T. Conococha -Paragsha 220 kV
Abr. 2011	L.T. Independencia - Ica 220 kV
May. 2011	Transformador Huallanca 220/138 kV -100 MVA
May. 2011	L.T. Huallanca - Conococha 220 kV doble circuito
May. 2011	L.T. Cajamarca - Huallanca 220 kV doble circuito
May. 2011	L.T. Chilca -La Planicie -Zapallal 220kV doble circuito
May. 2011	L.T. Chilca - Zapallal 500 kV (simple circuito)
Jul. 2011	Repotenciación L.T. Mantaro - Socabaya 505 MVA
Jul. 2011	S.E. Industriales 220/60/10 kV – LDS
Ago. 2011	L.T. 220 kV Chiclayo Oeste -Piura Oeste (segundo circuito) y SS.EE. Asociadas.
Ago. 2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Chiclayo Oeste -La Niña (circuito existente) de 152 MVA a 180 MVA.
Ago. 2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV La Niña -Piura Oeste (circuito existente) de 152 MVA a 180 MVA.
Set. 2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Independencia - Ica de 141 MVA a 180 MVA.
Set. 2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Ica - Marcona de 141 MVA a 180 MVA.
Mar. 2012	L.T. 220 kV Chiclayo-Guadalupe-Trujillo de 180 MVA (segundo circuito).
Mar. 2012	Repotenciación de la L.T. 220 kV Chiclayo-Guadalupe-Trujillo de 152 MVA a 180 MVA.
Ago. 2012	L.T. Piura Oeste -Talara 220 kV (2) Segundo Circuito
Ago. 2012	L.T. Zapallal -Chimbote -Trujillo 500 kV
Set. 2012	L.T. Pomacocha Carhuamayo 220 kV
Oct. 2012	L.T. La Planicie - Industriales (Doble Tema) 220 kV
Ene. 2013	L.T. Machu Picchu-Abancay-Cotaruse 220 kV
Mar. 2013	LT Tintaya - Socabaya 220 kV doble circuito
Abr. 2013	L.T. Carhuaquero - Cajamarca Norte 220 kV ⁽¹⁾
Jul. 2013	L.T. Chilca - Marcona - Montalvo 500 kV

⁽¹⁾ En reemplazo de la L.T. Carhuaquero – Cerro Corona 220 kV

El Cuadro No. 3.4 presenta la información de las principales características de las centrales hidroeléctricas que actualmente operan en el SEIN. Asimismo, en el Cuadro No. 3.5 se presenta la capacidad, combustible utilizado y rendimiento de las centrales termoeléctricas existentes del SEIN.



Cuadro No. 3.4

CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EXISTENTES (5)

Central	Propietario	Potencia Efectiva MW	Energía Media GWh	Factor de Planta Medio	Caudal Turbinable m3/seg	Rendimiento kWh/m3
Cahua	SN POWER PERU	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	DEI EGENOR	105,1	651,2	70,7%	23,00	1,269
Caña Brava	DEI EGENOR	5,7	21,5	43,1%	19,50	0,081
Mantaro	ELECTROPERU	670,7	5 622,1	95,7%	104,36	1,785
Restitución	ELECTROPERU	215,4	1 691,6	89,6%	100,00	0,598
Callahuanca (1)	EDEGEL	80,4	606,7	86,1%	20,50	1,089
Huampani	EDEGEL	30,2	252,8	95,6%	18,50	0,453
Huincó	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	CHINANGO	42,6	269,0	72,1%	20,00	0,592
Chimay	CHINANGO	150,9	936,4	70,8%	82,00	0,511
Malpaso	SN POWER PERU	48,0	255,5	60,8%	71,00	0,188
Oroya	SN POWER PERU	9,5	73,3	88,0%	6,45	0,409
Pachachaca	SN POWER PERU	9,6	53,9	64,0%	6,56	0,407
Yaupi	SN POWER PERU	110,2	860,2	89,1%	28,08	1,090
Gallito Ciego	SN POWER PERU	38,1	172,5	51,7%	44,80	0,236
Pariac	SN POWER PERU	5,0	37,5	86,5%	2,20	0,625
Huanchor	S. MINERA CORONA	19,6	166,0	96,7%	10,00	0,544
Misapuquio	SN POWER PERU	3,9	20,7	60,7%	2,00	0,542
San Antonio	SN POWER PERU	0,6	3,5	64,5%	2,92	0,059
San Ignacio	SN POWER PERU	0,4	3,8	108,2%	2,50	0,044
Huayllacho	SN POWER PERU	0,2	1,1	59,9%	0,15	0,370
Yuncán	ENERSUR	136,8	917,0	76,5%	29,58	1,285
Santa Rosa I	ELECTRICA SANTA ROSA (4)	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 I	SINERSA (4)	15,4	82,0	60,8%	45,00	0,095
Poechos II	SINERSA (4)	10,0	50,0	57,1%	60,00	0,046
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	88,8	739,0	95,0%	30,00	0,822
San Gabán	SAN GABAN	113,1	783,0	79,0%	19,00	1,654
La Joya	GEPSA	9,6	54,7	65,0%	10,00	0,267
Santa Cruz I	HIDROELECTRICA SANTA CRUZ	6,0	29,5	56,1%	6,00	0,278
Santa Cruz II	HIDROELECTRICA SANTA CRUZ	6,5	33,0	58,0%	6,00	0,301
Roncador	MAJA ENERGIA	3,8	28,1	84,5%	12,00	0,088
Platanal	CELEPSA	217,4	1 100,0	57,8%	41,13	1,468
Total		3 126,5	20 894,5	76,3%		

Notas :

- (1) Potencia efectiva después del repotenciamiento del año 2009
- (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) 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. 3.5

CENTRALES TERMOELÉCTRICAS EXISTENTES

Central	Propietario	Potencia Efectiva MW	Combustible	Consumo Especifico Und./kWh
Turbo Gas Natural Malacas 1	EEPSA	15,0	Gas Natural	16,122
Turbo Gas Natural Malacas 2	EEPSA	15,0	Gas Natural	15,811
Turbo Gas Diesel Malacas 2	EEPSA	15,0	Diesel N° 2	0,354
Turbo Gas Natural Malacas 4 A	EEPSA	90,3	Gas Natural	12,416
	EEPSA	12,4	Gas Natural y Agua	13,284
Turbo Gas de Chimbote (sin TG1)	DEI EGENOR	19,3	Diesel N° 2	0,340
Turbo Gas de Piura con R6	DEI EGENOR	17,1	Residual N° 6	0,437
Grupos Diesel de Piura	DEI EGENOR	10,8	Residual N° 6	0,276
Grupos Diesel de Chiclayo	DEI EGENOR	19,6	Residual N° 6	0,265
Grupos Diesel de Sullana	DEI EGENOR	6,4	Diesel N° 2	0,243
Grupos Diesel de Paita	DEI EGENOR	3,7	Diesel N° 2	0,248
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6	EDEGEL	52,6	Gas Natural	12,622
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5	EDEGEL	53,1	Gas Natural	11,877
Turbo Gas Natural Santa Rosa WTG (con inyección)	EDEGEL	123,9	Gas Natural	11,596
Turbo Vapor de Shougesa	SHOUGESA	61,7	Residual N° 500	0,310
G. Diesel Shougesa	SHOUGESA	1,2	Diesel N° 2	0,220
Turbo Gas Natural Aguaytía TG-1	TERMOSELVA	87,6	Gas Natural	11,665
Turbo Gas Natural Aguaytía TG-2	TERMOSELVA	87,0	Gas Natural	11,345
G. Diesel Tumbes Nueva 1	ELECTROPERU	8,0	Residual N° 6	0,217
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	225,1	Gas Natural	6,798
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	EDEGEL	13,7	Gas Natural	7,145
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	EDEGEL	228,0	Gas Natural	6,763
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	EDEGEL	18,4	Gas Natural	7,038
Turbo Gas Natural Chilca TG1	ENERSUR	171,5	Gas Natural	9,704
Turbo Gas Natural Chilca TG2	ENERSUR	170,3	Gas Natural	9,876
Turbo Gas Natural Chilca TG3	ENERSUR	194,2	Gas Natural	10,282
Turbo Gas Natural Kallpa TG1	KALLPA	174,4	Gas Natural	10,238
Turbo Gas Natural Kallpa TG2	KALLPA	193,5	Gas Natural	10,154
Turbo Gas Natural Kallpa TG3	KALLPA	197,8	Gas Natural	10,081
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG8	EDEGEL	199,8	Gas Natural	9,879
Turbo Gas Natural Las Flores	EGENOR	198,4	Gas Natural	10,084
Grupos Diesel Emergencia 1	ELECTROPERU	62,1	Diesel N° 2	0,221
Grupos Diesel Tarapoto	ELECTRO ORIENTE	12,0	Residual N° 6	0,224
Grupos Diesel Bellavista	ELECTRO ORIENTE	3,2	Diesel N° 2	0,265
Grupo Diesel Moyobamba	ELECTRO ORIENTE	2,0	Diesel N° 2	0,270
Grupo Diesel Puerto Maldonado	ELECTROSURESTE	8,2	Diesel N° 2	0,237
Taparachi GD N° 1 al N° 4	SAN GABAN	4,3	Diesel N° 2	0,233
Bellavista GD N° 1 al N° 2	SAN GABAN	3,5	Diesel N° 2	0,264
Chilina GD N° 1 y N° 2	EGASA	10,1	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	30,3	Residual N° 500	0,207
Ilo 1 TV N° 2	ENERSUR	0,0	Residual N° 500	0,000
Ilo 1 TV N° 3	ENERSUR	67,6	Vapor+Res N° 500	0,212
Ilo 1 TV N° 4	ENERSUR	61,4	Residual N° 500	0,298
Ilo 1 TG N° 1	ENERSUR	34,9	Diesel N° 2	0,254
Ilo 1 TG N° 2	ENERSUR	30,7	Diesel N° 2	0,252
Ilo 1 GD N° 1	ENERSUR	3,3	Diesel N° 2	0,204
Ilo 2 TV Carbón N° 1	ENERSUR	141,9	Carbón	0,361
Independencia GD - GN (Ex Calana GD)	EGESUR	23,0	Gas Natural	8,841
Turbo Gas Natural Pisco con GN (ex Mollendo II TG)	EGASA	73,2	Gas Natural	12,525
Total		3 478,2		

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.

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



3.2.3. Costos Variables de Operación (CVT)

Los costos marginales se calculan a partir de los costos variables relacionados directamente con 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 determina 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 viene expresado 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 determina 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 deriva 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. 3.9, más adelante, muestra los CVNC resultantes de aplicar el procedimiento indicado.

3.2.3.1. Precios de los Combustibles líquidos

En lo relativo al CVC, el precio que se utiliza para los combustibles líquidos (Diesel N° 2¹⁷, Residual N° 6 y Residual N° 500) considera 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 Reglamento¹⁸, en el modelo de simulación de la operación de las centrales generadoras se considera como precios de combustibles líquidos los fijados por PetroPerú S.A. para generación eléctrica en sus diversas plantas de ventas en el ámbito

¹⁶ Un mil = 1 milésimo de US\$.

¹⁷ En este informe deberá entenderse que la referencia al combustible Diesel N° 2 corresponde indistintamente también a la denominación Biodiesel 2, que publica PetroPerú S.A.

¹⁸ **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.



nacional, siempre y cuando no supere los precios de referencia ponderados que publique OSINERGMIN.

Los precios de referencia se determinan 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 No. 3.6 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 2011, a fin de cumplir con lo establecido en el Artículo 50° de la LCE. También se presentan el Impuesto Selectivo al Consumo de los combustibles Residual 6, Residual 500 y Diesel N° 2. Estos precios corresponden al Anexo de la lista de precios de combustibles para Generación Eléctrica.

Cuadro No. 3.6

PRECIOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS (Precio de Lista - Petroperú)

Planta	Tipo de Combustible	Precio Vigente				Densidad kg / Gln
		S./ Gln	US\$ / Gln	US\$ / Barril	US\$ / Ton	
Callao	Diesel N° 2	7,45	2,66	111,55	817,7	3,248
	Residual N° 6	5,61	2,00	84,00	553,7	3,612
	Residual N° 500	5,51	1,96	82,43	534,0	3,675
Mollendo	Diesel N° 2	7,56	2,70	113,20	829,8	3,248
	Residual N° 500	5,58	1,99	83,55	541,3	3,675
Ilo	Diesel N° 2	7,56	2,70	113,20	829,8	3,248
	Residual N° 6	5,70	2,03	85,27	562,1	3,612

Tipo de Cambio	S./US\$	2,805
ISC Diesel N° 2	S./US\$	1,400
ISC Residual 6	S./US\$	0,520
ISC Residual 500	S./US\$	0,500

Fuente Petroperu: Precios al 31 de marzo de 2011

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 verifica que los precios de referencia se ubican por encima de los precios locales publicados al 31 de marzo de 2011. En aplicación del Artículo 124° del Reglamento, en consecuencia, se procede a considerar los precios locales de combustible, conforme se muestra en el Cuadro N° 3.7.



Cuadro No. 3.7

PRECIOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS
(Precios de referencia ponderados)

Planta	Tipo de Combustible	Precio Vigente				Densidad kg / Gln
		S./ Gln	US\$ / Gln	US\$ / Barril	US\$ / Ton	
Callao	Diesel N° 2	9,13	3,25	136,71	1002,1	3,248
	Residual N° 6	6,73	2,40	100,77	664,3	3,612
	Residual N° 500	6,63	2,36	99,27	643,2	3,675
Mollendo	Diesel N° 2	9,26	3,30	138,65	1016,4	3,248
	Residual N° 500	6,72	2,40	100,62	651,9	3,675
Ilo	Diesel N° 2	9,26	3,30	138,65	1016,4	3,248
	Residual N° 6	6,83	2,43	102,27	674,1	3,612

Tipo de Cambio	S./US\$	2,805
ISC Diesel N° 2	S./Galon	1,400
ISC Residual 6	S./Galon	0,520
ISC Residual 500	S./Galon	0,500

Fuente OSINERGMIN: Precios al 31 de marzo de 2011

Finalmente, a los valores resultantes, cuando corresponda, se les agrega el Impuesto Selectivo al Consumo que grave al combustible debido a que no genera crédito fiscal.

3.2.3.2. Precio del Gas Natural

Según el Artículo 124° del Reglamento, los precios del combustible deben ser aquellos precios que corresponden al 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 único¹⁹ que se obtenga como resultado del procedimiento N° 31 C del COES-SINAC²⁰, 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.



¹⁹ 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.

²⁰ "Información de Precios y Calidad de Combustible de Gas Natural" aprobado mediante la Resolución Ministerial N° 609-2002-EM/DM

Conforme se detalla en el Anexo C, los precios de gas natural a utilizarse en la presente regulación para las centrales de Ventanilla, Santa Rosa I (UTI5, UTI6 y TG7), Santa Rosa II (TG8), Chilca, Kallpa, Las Flores, Pisco (Ex TG's Mollendo), Independencia (Ex Calana), Aguaytía, Malacas TG1-2 y Malacas TG4 corresponden a 2,3686 US\$/MMBtu, 2,4490 US\$/MMBtu, 2,4484 US\$/MMBtu, 2,3168 US\$/MMBtu, 2,3163 US\$/MMBtu, 2,5956 US\$/MMBtu, 2,2782 US\$/MMBtu, 2,3766 US\$/MMBtu, 2,3438 US\$/MMBtu, 2,3438 US\$/MMBtu y 2,3438 US\$/MMBtu, respectivamente.

3.2.3.3. 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 determina 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 2011 es de 110,48 US\$/Ton.

3.2.3.4. Otros costos en el precio de los combustibles líquidos

Los precios de los combustibles puestos en cada central se calculan 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, es posible tomar como referencia la información del Cuadro No. 3.6 (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. 3.8.



Cuadro No. 3.8
PRECIOS LOCALES DE COMBUSTIBLES

Central	Combustible	Lima	Otros(*)	Central
Turbo Gas Natural Malacas 1	Gas Natural	---	---	2,3438
Turbo Gas Natural Malacas 2	Gas Natural	---	---	2,3438
Turbo Gas Diesel Malacas 2	Diesel N° 2	817,7	18,7%	971,0
Turbo Gas Natural Malacas 4 A	Gas Natural	---	---	2,3438
	Gas Natural y Agua	---	---	2,3438
Turbo Gas de Chimbote (sin TG1)	Diesel N° 2	817,7	20,8%	988,1
Turbo Gas de Piura con R6	Residual N° 6	553,7	23,8%	685,6
Grupos Diesel de Piura	Residual N° 6	553,7	23,8%	685,6
Grupos Diesel de Chiclayo	Residual N° 6	553,7	22,5%	678,5
Grupos Diesel de Sullana	Diesel N° 2	817,7	19,8%	979,8
Grupos Diesel de Paita	Diesel N° 2	817,7	20,1%	982,0
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6	Gas Natural	---	---	2,4490
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5	Gas Natural	---	---	2,4490
Turbo Gas Natural Santa Rosa WTG (con inyección)	Gas Natural	---	---	2,4490
Turbo Vapor de Shougesa	Residual N° 500	534,0	11,8%	597,0
G. Diesel Shougesa	Diesel N° 2	817,7	20,5%	985,7
Turbo Gas Natural Aguaytia TG-1	Gas Natural	---	---	2,3438
Turbo Gas Natural Aguaytia TG-2	Gas Natural	---	---	2,3438
G. Diesel Tumbes Nueva 1	Residual N° 6	553,7	12,6%	623,2
G. Diesel Tumbes Nueva 2	Residual N° 6	553,7	12,6%	623,2
G. Diesel Pucallpa Wartsila	Residual N° 6	553,7	35,4%	749,7
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	Gas Natural	---	---	2,3686
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	Gas Natural	---	---	2,3686
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	Gas Natural	---	---	2,3686
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	Gas Natural	---	---	2,3686
Turbo Gas Natural Chilca TG1	Gas Natural	---	---	2,3168
Turbo Gas Natural Chilca TG2	Gas Natural	---	---	2,3168
Turbo Gas Natural Chilca TG3	Gas Natural	---	---	2,3168
Turbo Gas Natural Kallpa TG1	Gas Natural	---	---	2,3163
Turbo Gas Natural Kallpa TG2	Gas Natural	---	---	2,3163
Turbo Gas Natural Kallpa TG3	Gas Natural	---	---	2,3163
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG8	Gas Natural	---	---	2,4484
Turbo Gas Natural Las Flores	Gas Natural	---	---	2,5956
Grupos Diesel Emergencia 1	Diesel N° 2	817,7	21,6%	994,7
Grupos Diesel Tarapoto	Residual N° 6	553,7	16,8%	646,7
Grupos Diesel Bellavista	Diesel N° 2	817,7	24,5%	1017,7
Grupo Diesel Moyobamba	Diesel N° 2	817,7	24,5%	1017,7
Grupo Diesel Puerto Maldonado	Diesel N° 2	817,7	17,6%	961,3
Taparachi GD N° 1 al N° 4	Diesel N° 2	817,7	23,8%	1012,6
Bellavista GD N° 1 al N° 2	Diesel N° 2	817,7	23,9%	1013,5
Chilina GD N° 1 y N° 2	Mezcla2 R500,D2	---	---	641,0
Chilina Ciclo Combinado	Diesel N° 2	817,7	21,6%	994,3
Chilina TV N° 2	Residual N° 500	534,0	12,7%	601,7
Chilina TV N° 3	Residual N° 500	534,0	12,7%	601,7
Mollendo I GD	Residual N° 500	534,0	11,0%	592,7
Ilo 1 TV N° 2	Residual N° 500	534,0	10,7%	591,3
Ilo 1 TV N° 3	Vapor+Res N° 500	---	---	537,5
Ilo 1 TV N° 4	Residual N° 500	534,0	10,7%	591,3
Ilo 1 TG N° 1	Diesel N° 2	817,7	25,3%	1025,0
Ilo 1 TG N° 2	Diesel N° 2	817,7	25,3%	1025,0
Ilo 1 GD N° 1	Diesel N° 2	817,7	25,3%	1025,0
Ilo 2 TV Carbón N° 1	Carbón	---	---	110,5
Independencia GD - GN (Ex Calana GD)	Gas Natural	---	---	2,3766
Turbo Gas Natural Pisco con GN (ex Mollendo II TG)	Gas Natural	---	---	2,2782

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. 3.5 se determinan los costos variables totales de cada unidad generadora como se muestra en el Cuadro No. 3.9.

Cuadro No. 3.9
COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN

Central	Consumo Especifico	Costo del Combustible	CVC US\$/MWh	CVNC US\$/MWh	CVT US\$/MWh
Turbo Gas Natural Malacas 1	16,122	2,3438	37,79	4,00	41,79
Turbo Gas Natural Malacas 2	15,811	2,3438	37,06	4,00	41,06
Turbo Gas Diesel Malacas 2	0,354	971,0	343,72	4,00	347,72
Turbo Gas Natural Malacas 4	12,416	2,3438	29,10	3,13	32,23
Turbo Gas Natural Malacas 4 (con inyección de agua)	13,284	2,3438	31,14	21,60	52,74
Turbo Gas de Chimbote (sin TG1)	0,340	988,1	335,95	2,70	338,65
Turbo Gas de Piura con R6	0,437	685,6	299,59	11,58	311,17
Grupos Diesel de Piura	0,276	685,6	188,92	7,39	196,31
Grupos Diesel de Chiclayo	0,265	678,5	179,61	7,04	186,65
Grupos Diesel de Sullana	0,243	979,8	238,10	7,30	245,40
Grupos Diesel de Paita	0,248	982,0	243,54	7,54	251,08
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6	12,622	2,4490	30,91	6,80	37,71
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5	11,877	2,4490	29,09	6,80	35,89
Turbo Gas Natural Santa Rosa WTG (con inyección)	11,596	2,4490	28,40	3,46	31,86
Turbo Vapor de Shougesa	0,310	597,0	184,83	2,00	186,83
G. Diesel Shougesa	0,220	985,7	216,86	7,11	223,97
Turbo Gas Natural Aquavía TG-1	11,665	2,3438	27,34	3,03	30,37
Turbo Gas Natural Aquavía TG-2	11,345	2,3438	26,59	3,03	29,62
G. Diesel Tumbes Nueva 1	0,217	623,2	135,43	7,00	142,43
G. Diesel Tumbes Nueva 2	0,220	623,2	136,99	7,00	143,99
G. Diesel Pucallpa Wartsila	0,231	749,7	173,17	3,28	176,45
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	6,798	2,3686	16,10	3,00	19,10
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	7,145	2,3686	16,92	3,00	19,93
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	6,763	2,3686	16,02	3,06	19,08
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	7,038	2,3686	16,67	3,06	19,73
Turbo Gas Natural Chilca TG1	9,704	2,3168	22,48	3,67	26,15
Turbo Gas Natural Chilca TG2	9,876	2,3168	22,88	3,70	26,58
Turbo Gas Natural Chilca TG3	10,282	2,3168	23,82	3,15	26,97
Turbo Gas Natural Kallpa TG1	10,238	2,3163	23,71	4,00	27,71
Turbo Gas Natural Kallpa TG2	10,154	2,3163	23,52	4,00	27,52
Turbo Gas Natural Kallpa TG3	10,081	2,3163	23,35	4,00	27,35
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG8	9,879	2,4484	24,19	4,00	28,19
Turbo Gas Natural Las Flores	10,084	2,5956	26,17	2,90	29,07
Grupos Diesel Emergencia 1	0,221	994,7	219,38	14,40	233,78
Grupos Diesel Tarapoto	0,224	646,7	144,81	6,80	151,61
Grupos Diesel Bellavista	0,265	1017,7	269,40	6,80	276,20
Grupo Diesel Movobamba	0,270	1017,7	274,35	6,80	281,15
Grupo Diesel Puerto Maldonado	0,237	961,3	227,93	13,90	241,83
Taparachi GD N° 1 al N° 4	0,233	1012,6	235,78	10,06	245,84
Bellavista GD N° 1 al N° 2	0,264	1013,5	267,51	8,20	275,71
Chilina GD N° 1 y N° 2	0,212	641,0	136,18	6,75	142,93
Chilina Ciclo Combinado	0,278	994,3	276,40	3,58	279,98
Chilina TV N° 2	0,398	601,7	239,48	4,53	244,01
Chilina TV N° 3	0,435	601,7	261,74	4,22	265,96
Mollendo I GD	0,207	592,7	122,69	13,83	136,52
Ilo 1 TV N° 2	0,000	591,3	0,00	1,93	1,93
Ilo 1 TV N° 3	0,212	537,5	113,90	1,33	115,22
Ilo 1 TV N° 4	0,298	591,3	176,41	1,23	177,64
Ilo 1 TG N° 1	0,254	1025,0	260,62	2,57	263,19
Ilo 1 TG N° 2	0,252	1025,0	258,21	6,39	264,60
Ilo 1 GD N° 1	0,204	1025,0	208,73	13,36	222,09
Ilo 2 TV Carbón N° 1	0,361	110,5	39,88	2,19	42,07
Independencia GD - GN (Ex Calana GD)	8,841	2,3766	21,01	4,50	25,51
Turbo Gas Natural Pisco con GN (ex Mollendo II TG)	12,525	2,2782	28,53	5,00	33,53

NOTAS:

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

3.2.4. Canon del Agua

Se ha considerado 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 Reglamento²¹, cuyo monto es de 0,800 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 2011, de la Barra Base Lima 220 kV para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

3.2.5. Costo de Racionamiento

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

3.2.6. Precio Básico de la Energía

El Cuadro No. 3.10 presenta el Precio Básico de la Energía en la barra base Lima, el cual se determina con la optimización y simulación de la operación del SEIN para un horizonte de 36 meses, siendo por ello un precio teórico que será comparado con los precios licitación, conforme se describe en el capítulo 5 del presente informe.

Cuadro No. 3.10

PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA

Barra Santa Rosa 220 kV

(US\$/MWh)

Año	Mes	Punta	F.Punta	Total	P/FP
2011	Mayo	29,95	28,69	28,93	1,04

Participación de la Energía

Año	Mes	Punta	F.Punta
2011	Mayo	19,38%	80,62%

3.2.7. Precio Básico de la Potencia

El Precio Básico de la Potencia para la presente fijación se determina a partir de la utilización de los costos correspondientes a una unidad de punta, turbogas operando con combustible diesel, conforme a la aplicación del

²¹ **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:

- 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;

(...)



“Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia”, aprobado mediante Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD y sus modificatorias (Anexo N).

El Cuadro No. 3.11 muestra los costos utilizados para la unidad y la determinación del Precio Básico de la Potencia.

Cuadro No. 3.11
PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA
(Ubicación : Lima 220 kV)
US\$/kW-año

		Generador	Conexión	Costos Fijos (*)		Total
				Personal	Otros	
1	Costo Total: Millon US\$	54,345	3,974			58,319
2	Millón US\$/Año	7,276	0,493	1,050	0,734	9,553
3	Sin FIM : US\$/kW-año	42,45	2,88	6,13	4,28	55,74
4	Con FIM : US\$/kW-año	58,08	3,94	8,38	5,86	76,26
	Acumulado : US\$/kW-año	58,08	62,02	70,40	76,26	

Notas:

1. Costo de una unidad de 169,03 MW (ISO-Diesel 2) con su respectiva Conexión al Sistema.
 2. Anualidad de la inversión considerando vida útil de 30 años para la conexión y 20 años para el generador. Tasa de actualización de 12%.
 3. Costo anual por unidad de potencia efectiva en Lima, sin incluir FIM. La Potencia efectiva en Lima es 95% de la Potencia ISO.
 4. Costo anual incluyendo los FIM del sistema (1,3680).
- (*) Los Costos Fijos incluyen los costos típicos de Personal, Operación y Mantenimiento de la unidad de punta en un año.
 FIM. Factores de indisponibilidad de la unidad de punta y del margen de reserva firme objetivo del sistema



4. Cargos por Transmisión

4.1. Sistema Garantizado de Transmisión

El Sistema Garantizado de Transmisión (en adelante “SGT”) del SEIN comprende el conjunto de activos o instalaciones de transmisión que conforman el Plan de Transmisión a que se refiere el Artículo 21° de la Ley 28832 y, cuya concesión y construcción sean resultado de un proceso de licitación pública. Dado que aún no se cuenta con el Plan de Transmisión, lo sustituye el Plan Transitorio de Transmisión, aprobado por el Ministerio de Energía y Minas (en adelante “MINEM”).

4.1.1. SGT del Consorcio Transmantaro S.A.

El Consorcio Transmantaro S.A. (en adelante “Transmantaro”) tiene un contrato de concesión de SGT, dentro del cual se tiene previsto el ingreso en operación comercial de dos líneas de transmisión:

- a. Etapa 1: Línea de Transmisión en 220 kV convertible a 550 kV Chilca Nueva - La Planicie - Zapallal Nueva en 220 kV, doble circuito, con los equipos de las subestaciones Chilca, La Planicie, Zapallal en 220 kV y los enlaces con las subestaciones existentes, cuyo ingreso en operación comercial estaba previsto para mayo de 2011.
- b. Etapa 2: Línea de Transmisión en 500 kV Chilca Nueva - Zapallal Nueva, simple circuito y el equipamiento restante que forma parte del proyecto, cuyo ingreso en operación comercial estaba previsto para mayo de 2011,

Las inversiones correspondientes a cada una de las etapas a las que se refiere el párrafo anterior, son las que se muestran en el siguiente cuadro:



Fecha de Entrada en Operación Comercial	Descripción	Inversión (US\$)
1ra etapa: mayo 2010	L.T. 220 kV, doble circuito, Chilca - La Planicie - Zapallal y SSEE	16 714 849
2da etapa: marzo 2011	L.T. 500 kV, simple circuito, Chilca - Zapallal y SSEE	35 519 051
		52 233 900

Los valores de inversión corresponden a los que resultaron del proceso de licitación pública llevado a cabo por PROINVERSIÓN en el marco de la Ley 28832, el Reglamento de Transmisión, la LCE y su Reglamento, el 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 (D.S. N° 059-96-PCM) y otras Leyes Aplicables y disposiciones específicas emitidas para el efecto.

Al respecto, es del caso mencionar que según el contrato de concesión correspondiente, a partir de la Puesta en Operación Comercial de cada etapa, la Sociedad Concesionaria está autorizada a cobrar la respectiva Base Tarifaria, a ser fijada por OSINERGMIN.

Finalmente, con relación a las fechas de puesta en operación comercial de las instalaciones de las etapas 1 y 2, mediante comunicación N° CS00079-10032266, de fecha 03 de febrero de 2011, dirigida al Ministerio de Energía y Minas y con copia a OSINERGMIN, Transmantaro ha solicitado al MINEM la ampliación del plazo de puesta en operación comercial de las etapas 1 y 2 de su SGT señalando problemas sociales existentes en la zona de Carapongo y la carretera central.

4.1.2. SGT de Abengoa Transmisión Norte S.A.

El SGT de Abengoa Transmisión Norte S.A. (en adelante "Abengoa") comprende las instalaciones que conforman la línea de transmisión en 220 kV Carhuamayo – Paragsha – Conococha – Huallanca - Cajamarca Norte - Cerro Corona - Carhuaquero. El Contrato de Concesión respectivo fue suscrito el 22 de mayo de 2008.

De conformidad con lo establecido en el numeral 2.1 y el literal h) del numeral 2.2 del Anexo N° 1 del Contrato y Adendas suscritas el 28 de mayo de 2010 y el 05 de noviembre de 2010, la línea de transmisión está compuesta por los siguientes tramos:

- Tramo N° 1: LT 220 kV Carhuaquero-Paragsha y subestaciones asociadas.
- Tramo N° 2: LT 220 kV Paragsha-Conococha y subestaciones asociadas.
- Tramo N° 3: LT 220 kV Conococha-Huallanca y subestaciones asociadas.
- Tramo N° 4: LT 220 kV Huallanca-Cajamarca y subestaciones asociadas.
- Tramo N° 5: LT 220 kV Cerro Corona-Carhuaquero y subestaciones asociadas.



Además, se ha establecido en la Adenda N° 3 que la puesta en Operación Comercial deberá producirse en los plazos y en la forma que a continuación se indica:

- a) Tramo N° 1: Deberá producirse en el plazo de treinta (30) meses, contado a partir de la Fecha de Cierre, cuyo vencimiento es el 22 de noviembre de 2010.
- b) Tramo N° 2: Deberá producirse en el plazo de treinta (31) meses, contado a partir de la Fecha de Cierre, cuyo vencimiento es el 22 de diciembre de 2010.
- c) Ampliación de la Subestación Cajamarca 220 kV – SVC: Deberá producirse en el plazo de treinta y dos meses, contado a partir de la Fecha de Cierre, cuyo vencimiento será el 22 de enero de 2011.
- d) Tramo N° 3 y Tramo N° 4: Deberá producirse en el plazo de treinta y seis (36) meses, contado a partir de la Fecha de Cierre, cuyo vencimiento será el 22 de mayo de 2011.
- e) Tramo N° 5: Deberá producirse en el plazo de veinticuatro (24) meses, contado desde la fecha en la que la Sociedad Concesionaria comunique al Concedente que tiene expeditos los derechos correspondientes para construir el Tramo N° 5.

En relación a la fecha de puesta en operación comercial de las instalaciones del SGT de Abengoa, cabe señalar que la Gerencia de Fiscalización Eléctrica (GFE) de OSINERGMIN mediante Memorando GFE-209-2011, de fecha 15 de febrero de 2011, ha comunicado que el inicio de la operación comercial del Tramo N° 1 ha correspondido al 11 de enero de 2011. Posteriormente, mediante Memorando N° GFE-278-2011, la GFE ha comunicado que la fecha de puesta en operación comercial de la Ampliación de la subestación Cajamarca ha correspondido al 01 de febrero de 2011. Finalmente, mediante Memorando N° GFE-323-2011, la GFE ha comunicado que la fecha de puesta en operación comercial del Tramo N° 2 es el 24 de febrero de 2011.

4.2. Sistema Principal de Transmisión

El Sistema Principal de Transmisión (en adelante “SPT”) del SEIN comprende un conjunto de instalaciones que antes de la expedición de la Ley 28832 fueron calificadas como tales por el Ministerio de Energía y Minas (en adelante “MINEM”). 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° 4.1.



Cuadro No. 4.1
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		ETESELVA
SE Tingo María	Autotransformador 220/138 kV; 40 MVA		ETESELVA
L-253	Vizcarra	Paramonga Nueva	ETESELVA
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



Adicionalmente, acorde con el cálculo realizado en el Informe N° 149-2011-GART el monto por concepto de la Garantía por Red Principal correspondiente a la presente regulación tarifaria tendrá como valor 0,00 S/./kW-mes.

De igual modo, se han determinado el Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro, el Cargo Unitario por Generación Adicional, los Cargos Unitarios por Costos Adicionales CVOA-CMg y CVOA-RSC, y el Cargo Unitario por Prima de Generación con Recursos Energéticos Renovables iguales a 0,19 S./kW-mes, 0,12 S./kW-mes, 2,50 S./kW-mes, 0,00 S./kW-mes y 0,45 S./kW-mes, respectivamente.

4.3. Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) del SPT y SGT

En cumplimiento de lo establecido en el Artículo 77° de la LCE^[1], en esta oportunidad no corresponde actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo (en adelante "VNR") de las instalaciones de transmisión, toda vez que fueron revisadas previamente en los años 2009 y 2010.

Por otra parte, de acuerdo con lo señalado en los respectivos Contratos BOOT^[2] suscritos por el Estado con Redesur y Transmantaro, se procede a actualizar el VNR correspondiente a sus instalaciones que pertenecen al SPT. Asimismo, corresponde la actualización del VNR de la empresa ISA.

En cuanto a las inversiones de las instalaciones que forman parte del SGT, éstas se actualizarán según lo establecido en sus respectivos contratos.

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

En la regulación de tarifas de mayo 2009 y mayo de 2010, se revisó el VNR de las instalaciones de transmisión de REP que forman parte del SPT; por lo tanto, en la presente fijación de mayo 2011 no corresponde efectuar la actualización respectiva.

En este sentido, el VNR de las instalaciones de REP que integran el SPT del SEIN, asciende a US\$ 113 578 787 (Ver Anexo I).

4.3.2. Eteselva S.R.L. (Eteselva)

En la regulación de tarifas de mayo 2009, 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 2011 no corresponde 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 (Ver Anexo J).



^[1] **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.

^[2] Build Own Operate and Transfer

4.3.3. Compañía Minera Antamina (Antamina)

En la regulación de tarifas de mayo 2009, 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 2011 no corresponde efectuar la actualización respectiva.

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. (Ver Anexo K)

4.3.4. San Gabán Transmisión (San Gabán)

La instalación de San Gabán (transmisión) que forma parte del SPT, corresponde a la celda de línea 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 2009, por lo que en esta oportunidad no corresponde 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 (Ver Anexo L).

4.3.5. 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 que pertenecen al SPT 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 (ver Anexo O). En este sentido, el VNR base de 179 179 000 reajustado asciende a US\$ 212 096 811.

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 que forman parte del SPT, 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\$ 8 083 059.

Por otro lado, con fecha 12 de junio de 2009, el Estado Peruano y el Consorcio Transmantaro, suscribieron el Addendum N° 8 el cual tiene como objetivo introducir en el contrato BOOT términos y condiciones que dispongan mecanismos, compromisos y obligaciones que realicen viable por parte de la Sociedad Concesionaria Transmantaro la ejecución de la ampliación en el Sistema de Transmisión: “Reforzamiento de la Línea de Transmisión en 220 kV Mantaro – Socabaya”. El valor de esta inversión, que también forma parte del SPT, asciende a US\$ 93 009 425, la cual será actualizada por la variación en el *Finished Goods Less Food and Energy* (Serie ID: WPSSOP3500), el cual será incluido en su fecha de puesta en operación de la instalación de



acuerdo a lo dispuesto en la Adenda N° 8 del contrato de Concesión BOOT entre el Estado y TRANSMANTARO que señala:

“Considerando que la Remuneración anual por ampliación deberá ser efectiva a partir de la fecha en que la Ampliación sea puesta en operación comercial, OSINERGMIN fijará provisionalmente el monto de la Remuneración Anual por ampliación utilizando el Valor Estimado de la inversión consignado en el Anexo 12, y los criterios indicados en la sección (b) del procedimiento de cálculo de la Remuneración Anual por Ampliación, literal iii) numeral 5.2.5 del Contrato. Dicha Remuneración anual por Ampliación será provisional y será utilizada desde la puesta en operación comercial de la ampliación hasta la fijación de la Remuneración Anual definitiva la misma que será determinada con el Valor de Inversión por Ampliación debidamente auditado, según lo indicado en la sección (a) del procedimiento de cálculo de la Remuneración Anual por Ampliación, literal iii) numeral 5.2.5 del Contrato. De acuerdo al procedimiento de liquidación anual establecido en la Resolución OSINERGMIN 335-2004-OS/Cd, será saldada cualquier diferencia entre la Remuneración Anual por Ampliación provisional y la Remuneración Anual por Ampliación definitiva.

La Remuneración Anual por Ampliación será pagada mensualmente a la Sociedad Concesionaria aplicando una tasa de descuento igual a la tasa de actualización prevista en el artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas.”

Mientras que de sus instalaciones en SGT se consideró el costo de inversión de su contrato que asciende a US\$ 52 233 900.

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

De acuerdo con lo establecido en la cláusula 5.2.5^[3] y en concordancia con la cláusula 14^[4] 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 (ver Anexo S). En este sentido, el VNR base de las etapas I (set 2000)^[5] y II (feb 2001)^[6] reajustados ascienden a US\$ 22 040 610 y US\$ 60 269 486, respectivamente, con un agregado de US\$ 5 471 745 según Addendum N° 5.

^[3] **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.

^[4] **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.

^[5] Corresponde a la L.T 220 kV Montalvo – Socabaya.

^[6] Corresponde a las L.T. 220 kV Montalvo – Tacna y Montalvo – Puno.



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

De acuerdo con lo establecido en la cláusula 5.2.5^[7] del Contrato BOOT de ISA con el Gobierno del Perú, en la fijación de mayo de 2014 corresponderá actualizar el VNR de las instalaciones de ISA que integran el SPT del SEIN, 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 de las instalaciones de ISA para el presente proceso tarifario corresponde al determinado en la regulación del año 2010, el cual asciende a US\$ 66 088 409.

4.3.8. Abengoa Transmisión Norte S.A. (ATN)

De acuerdo con lo establecido en las cláusulas 8.1 y 8.2 del Contrato de Concesión, se ha determinado como costo de inversión que ascienden a US\$ 99 442 160

El resumen de los valores del VNR e INV del SPT y SGT del SEIN, correspondientes a la presente regulación, se muestra en los Cuadros No. 4.2 y 4.3.



^[7] 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.

Cuadro No. 4.2

VALORIZACIÓN DEL SISTEMA PRINCIPAL y GARANTIZADO DE TRANSMISIÓN DEL SEIN

VALORIZACION DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN DEL SEIN

CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	TITULAR	VNR (US\$)	VNR (Soles)
L-2280	Zorritos	Zarumilla	REP	3 798 064	10 653 570
L-2248	Talara	Piura Oeste	REP	7 907 092	22 179 393
SE Talara	Reactor 20 MVAR		REP	836 507	2 346 403
SE Piura Oeste	Reactor 20 MVAR		REP	612 862	1 719 077
L-2236	Chiclayo Oeste	Guadalupe	REP	6 751 103	18 936 844
SE Chiclayo Oeste	SVC +/- 30 MVA		REP	3 256 871	9 135 522
L-2234	Guadalupe	Trujillo Norte	REP	8 037 718	22 545 799
SE Guadalupe	Transformador 220/60/10kV; 60MVA		REP	4 978 592	13 964 950
SE Guadalupe	Reactor 20 MVAR		REP	805 114	2 258 345
SE Trujillo Norte	SVC +30/-20 MVAR		REP	3 230 941	9 062 788
L-2215	Chimbote 1	Paramonga Nueva	REP	15 898 707	44 595 874
SE Chimbote	Bancos 20 + 15 MVAR		REP	280 679	787 306
L-2213	Paramonga Nueva	Huacho	REP	4 661 235	13 074 764
L-2253	Parte de Celda en SET Paramonga Nueva		REP	151 155	423 990
SE Paramonga Nueva	Reactor 40 MVAR		REP	963 565	2 702 799
L-2212	Huacho	Zapallal	REP	9 532 392	26 738 360
L-2003/2004	Chavarría	Santa Rosa	REP	2 885 031	8 092 513
SE San Juan	Bancos 30 + 15 MVAR		REP	3 865 449	10 842 583
L-1120	Paragsha II	Huánuco	REP	6 767 613	18 983 156
SE Huánuco	Banco 2.2 MVAR		REP	123 586	346 659
L-1121	Huánuco	Tingo María	REP	7 425 440	20 828 359
SE Tingo María	Banco 2.2 MVAR		REP	116 685	327 302
L-1029	Cerro Verde	Repartición	REP	2 867 470	8 043 254
L-1030	Repartición	Mollendo	REP	4 514 345	12 662 738
L-1006	Tintaya	Azángaro	REP	9 241 617	25 922 735
SE Tintaya	SVC +/- 15 MVA		REP	1 329 302	3 728 693
L-1004	Dolorespata	Quencoro	REP	940 103	2 636 988
L-2224	Celda en SE Pachachaca		REP	837 549	2 349 325
C.Control Principal	Lima		REP	863 704	2 422 689
C.Control Respaldo	Arequipa		REP	98 296	275 721
SE Azángaro	Celda en 138 kV		SAN GABÁN	697 285	1 955 885
SE Tingo María	Reactor 30 MVAR		ETESSELVA	1 205 210	3 380 615
SE Tingo María	Autotransformador 220/138 kV; 40 MVA		ETESSELVA	2 652 220	7 439 478
L-253	Vizcarra	Paramonga Nueva	ETESSELVA	15 688 040	44 004 953
SE Vizcarra	Celda L-253 en 220 kV		ANTAMINA	656 170	1 840 556
L-2025 L-2026	Socabaya	Montalvo	REDESUR	22 040 610	61 823 910 ⁽¹⁾
L-2029	Montalvo	Tacna	REDESUR	60 269 486	169 055 908 ⁽¹⁾
L-2030	Montalvo	Puno	REDESUR		
	Addendum 5		REDESUR	5 471 745	15 348 245
L-2053 L-2054	Mantaro	Socabaya	TRANSMANTARO	212 096 811	594 931 555 ⁽¹⁾
	Adenda V		TRANSMANTARO	8 083 059	22 672 979 ⁽¹⁾
	Addendum N° 8		TRANSMANTARO	93 009 425	260 891 437 ⁽¹⁾
L-224	Pachachaca	Oroya Nueva	ISA	3 727 621	10 455 978 ⁽¹⁾
L-22259 L-22258 L-2254	Oroya-Carhuamayo-Paragsha-Vizcarra		ISA	62 380 787	174 922 007 ⁽¹⁾

⁽¹⁾ Incluye el ajuste señalado en el contrato BOOT

VALORIZACION DEL SISTEMA GARANTIZADO DE TRANSMISIÓN DEL SEIN

INSTALACIONES TRANSMISION	TITULAR	VNR (US\$)	VNR (Soles)
Chilca - La Planicie - Zapallal 220 kV	TRANSMANTARO	16 714 849	46 885 151
Chilca - Zapallal 500 kV	TRANSMANTARO	35 519 051	99 630 938
Carhuamayo - Paragsha 220 kV	ATN	8 964 257	25 144 739
Paragsha - Conococha 220 kV	ATN	12 589 997	35 314 940
Conococha - Huallanca 220 kV	ATN	23 835 370	66 858 213
Huallanca - Cajamarca 220 kV	ATN	43 884 639	123 096 414
SE Cajamarca - SVC	ATN	10 167 898	28 520 953



Cuadro No. 4.3

RESUMEN VNR

TITULAR	VNR (US\$)	VNR (Soles)
REP	113 578 787	318 588 497
SAN GABÁN TRANSMISIÓN	697 285	1 955 885
ANTAMINA	656 170	1 840 556
ETESSELVA	19 545 471	54 825 046
REDESUR	87 781 841	246 228 063
TRANSMANTARO	365 423 195	1025 012 061
ISA	66 088 408	185 377 985
ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE	99 442 160	278 935 259
TOTAL SEIN	753 213 316	2112 763 351

4.4. Costos de Operación y Mantenimiento (COyM) del SPT

En vista que la información suministrada por el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC sobre el Costo de Operación y Mantenimiento anual de las instalaciones que forman parte del SPT, no absuelve satisfactoriamente las observaciones hechas al ESTUDIO, OSINERGMIN ha determinado revisar integralmente todas las propuestas presentadas sobre el COyM y calcular dichos costos bajo criterios y procedimientos uniformes para las instalaciones que conforman el SPT del SEIN, en aplicación del principio regulatorio de no discriminación.

Es importante destacar que el COyM se determina 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 otras actividades desarrolladas por la misma.

A continuación se presenta el resultado del análisis que ha efectuado OSINERGMIN respecto del COyM, de cada una de las empresas que tienen bajo concesión instalaciones que pertenecen al SPT. Los detalles de dicho análisis se presentan en los Anexos I, J, K, L y M.

4.4.1. REP

OSINERGMIN ha procedido a revisar el COyM propuesto para las instalaciones de REP que pertenecen al SPT sobre la base de la mejor información disponible (ver Anexo I), habiéndose determinado que dicho valor asciende a US\$ 3 927 234.



4.4.2. Eteselva

Según el análisis contenido en el Anexo J se determina que el monto que corresponde asignar como COyM de las instalaciones de Eteselva que integran el SPT asciende a US\$ 667 274.

4.4.3. Antamina

Según el análisis contenido en el Anexo K, se determina que el COyM de las instalaciones de ANTAMINA que pertenecen al SPT asciende a US\$ 19 936.

4.4.4. San Gabán

Según el análisis contenido en el Anexo L, se ha determinado que el COyM de las instalaciones de San Gabán que pertenecen al SPT, asciende a US\$ 20 101.

4.4.5. Transmantaro

De conformidad con el Addendum N° 4 al Contrato BOOT de Transmantaro, que modifica la Cláusula 5.2.5 (ii) de dicho contrato, firmado el 01 de octubre de 2004, se establece 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, cuyo valor inicial (según dicho Addendum) es de 151,5. En aplicación de este Addendum, el COyM de Transmantaro asciende a US\$ 6 004 725.

Asimismo, de conformidad con el Addendum N° 8 al Contrato BOOT de Transmantaro, firmado el 12 de junio de 2009, se establece la retribución por los costos de operación y mantenimiento ascendente a US\$ 1 960 000 por el “Reforzamiento de la Línea de Transmisión en 220 kV Mantaro – Socabaya”, el cual será incluido en su fecha de puesta en operación de la instalación.

Mientras que de sus instalaciones en SGT se consideraron los costos de operación y mantenimiento de su contrato que ascienden a US\$ 3 510 327.

4.4.6. Redesur

De acuerdo con el Addendum N° 4 al Contrato BOOT de Redesur 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.

En aplicación de lo establecido por el Contrato BOOT, el COyM de Redesur asciende a US\$ 2 494 304.

4.4.7. ISA

Los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones del SPT de ISA se determinan de acuerdo con lo establecido en el Contrato de Concesión correspondiente. Así, el valor del COyM del SPT de ISA asciende a US\$ 1 982 652.



4.4.8. ATN

De acuerdo con lo establecido en las cláusulas 8.1 y 8.2 del Contrato de Concesión, se ha determinado el COyM que ascienden a US\$ 4 492 390

En el Cuadro N° 4.4 se consignan los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones de transmisión que pertenecen al SPT y SGT.

Cuadro No. 4.4

COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL SPT Y SGT

COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL SPT

EMPRESA DE TRANSMISIÓN	COSTO DE OyM (US\$/Año)
REP	3 927 234
SAN GABÁN TRANSMISIÓN	20 101
ETSELVA	667 274
ANTAMINA	19 936
REDESUR	2 494 304
TRANSMANTARO	6 004 726
TRANSMANTARO-Addendum 8	1 960 000
ISA	1 982 652

COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL SGT

EMPRESA DE TRANSMISIÓN	COSTO DE OyM (US\$/Año)	
TRANSMANTARO	LT 220 kV Chilca-La Planicie-Zapallal	1 333 924
	LT 500 kV Chilca-Zapallal	2 176 403
ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE	LT 220 kV Carhuamayo-Paragsha	404 969
	LT 220 kV Paragsha-Conococha	568 765
	LT 220 kV Conococha-Huallanca	1 076 785
	LT 220 kV Huallanca-Cajamarca	1 982 528
	SVC-Cajamarca	459 344

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

Los factores nodales utilizados para expandir el Precio Básico de la Energía se calculan 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 considera lo dispuesto por la Quinta Disposición Complementaria Transitoria de la Ley 28832²², por lo cual los factores de pérdidas de potencia para la presente regulación son iguales al valor uno (1,0) en todas las barras.

²² **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.



Cuadro No. 4.5

FACTORES NODALES DE ENERGÍA
Y FACTORES DE PERDIDAS DE POTENCIA

BARRAS BASE	POTENCIA	ENERGÍA	
	Base Santa Rosa	Punta	Fuera Punta
Zorritos	1,0000	1,0793	1,1020
Talara	1,0000	1,0755	1,0990
Piura Oeste	1,0000	1,1621	1,1522
Chiclayo Oeste	1,0000	1,1285	1,1218
Carhuaquero 220	1,0000	1,1111	1,1083
Carhuaquero 138	1,0000	1,1112	1,1084
Cutervo 138	1,0000	1,1118	1,1088
Jaen 138	1,0000	1,1132	1,1097
Guadalupe 220	1,0000	1,1119	1,1064
Guadalupe 60	1,0000	1,1161	1,1099
Cajamarca	1,0000	1,0803	1,0800
Trujillo Norte	1,0000	1,0839	1,0807
Chimbote 1 220	1,0000	1,0627	1,0613
Chimbote 1 138	1,0000	1,0629	1,0617
Paramonga N 220	1,0000	1,0253	1,0272
Paramonga N 138	1,0000	1,0236	1,0269
Paramonga 138	1,0000	1,0228	1,0269
Huacho	1,0000	1,0170	1,0188
Zapallal	1,0000	0,9971	1,0001
Ventanilla	1,0000	1,0022	0,9990
Chavarría	1,0000	1,0023	1,0017
Santa Rosa	1,0000	1,0000	1,0000
San Juan	1,0000	0,9901	0,9930
Cantera	1,0000	0,9829	0,9900
Chilca 220	1,0000	0,9730	0,9796
Independencia	1,0000	0,9907	0,9969
Ica	1,0000	0,9986	1,0069
Marcona	1,0000	1,0195	1,0259
Manitara	1,0000	0,9774	0,9788
Huayucachi	1,0000	0,9846	0,9866
Pachachaca	1,0000	0,9850	0,9876
Huancavelica	1,0000	0,9816	0,9882
Callahuanca ELP	1,0000	0,9915	0,9932
Cajamarca 138	1,0000	0,9899	1,0018
Huallanca 138	1,0000	1,0297	1,0335
Viczara	1,0000	1,0152	1,0200
Tingo Maria 220	1,0000	1,0165	1,0177
Aguayta 220	1,0000	1,0050	1,0133
Aguayta 138	1,0000	1,0084	1,0160
Aguayta 22.9	1,0000	1,0069	1,0148
Pucallpa 138	1,0000	1,0373	1,0386
Pucallpa 60	1,0000	1,0391	1,0399
Aucayacu	1,0000	1,0408	1,0450
Tocache	1,0000	1,0719	1,0652
Tingo Maria 138	1,0000	1,0273	1,0363
Huánuco 138	1,0000	1,0104	1,0204
Paragsha II 138	1,0000	0,9926	1,0006
Paragsha 220	1,0000	0,9954	1,0013
Yaupi 138	1,0000	0,9813	0,9866
Yuncan 138	1,0000	0,9813	0,9866
Yuncan 220	1,0000	0,9848	0,9899
Oroya Nueva 220	1,0000	0,9883	0,9918
Oroya Nueva 138	1,0000	1,0030	1,0090
Oroya Nueva 50	1,0000	0,9974	1,0005
Carhuamayo 138	1,0000	1,0045	1,0003
Carhuamayo 220	1,0000	0,9909	0,9955
Carpa 138	1,0000	1,0102	1,0180
Desierto 220	1,0000	0,9851	0,9928
Condorcocha 138	1,0000	1,0122	1,0205
Condorcocha 44	1,0000	1,0122	1,0205
Machupicchu	1,0000	1,0799	1,0256
Cachimayo	1,0000	1,1168	1,0616
Dolorespata	1,0000	1,1182	1,0629
Quencoro	1,0000	1,1165	1,0611
Combapata	1,0000	1,1249	1,0801
Tintaya	1,0000	1,1313	1,1007
Ayávin	1,0000	1,1102	1,0818
Azángaro	1,0000	1,0970	1,0693
San Gaban	1,0000	1,1048	1,0750
Mazuco	1,0000	1,1130	1,0802
Puerto Maldonado	1,0000	1,1322	1,0923
Juliaca	1,0000	1,1238	1,0985
Puno 138	1,0000	1,1278	1,1084
Puno 220	1,0000	1,1269	1,1083
Callalli	1,0000	1,1190	1,1001
Santuario	1,0000	1,1043	1,0914
Socabaya 138	1,0000	1,1090	1,0962
Socabaya 220	1,0000	1,1083	1,0956
Cemo Verde	1,0000	1,1122	1,0991
Repartición	1,0000	1,1166	1,1016
Molledo	1,0000	1,1197	1,1038
Montalvo 220	1,0000	1,1263	1,1121
Montalvo 138	1,0000	1,1269	1,1131
Ilo 138	1,0000	1,1218	1,1288
Botifaca 138	1,0000	1,1321	1,1195
Toquepala	1,0000	1,1343	1,1252
Aricota 138	1,0000	1,1260	1,1216
Aricota 66	1,0000	1,1221	1,1206
Tacha 220	1,0000	1,1338	1,1168
Tacha 66	1,0000	1,1415	1,1198



4.6. Ingreso Tarifario

4.6.1. Ingreso Tarifario de Enlaces Internacionales

De acuerdo con el Artículo 4° del 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 la línea L-2280 Zorritos-Zarumilla se constituye en el único enlace internacional. Al respecto, toda vez que durante el año 2010 se efectuaron transacciones internacionales de electricidad por este enlace, pero al amparo del Decreto de Urgencia N° 109-2009 que establece, entre otras cosas, que las demandas asociadas a la exportación de electricidad no se tomará en cuenta en la determinación de los costos marginales, ni para la determinación de los Precios en Barra; el ingreso tarifario por este enlace internacional para la presente fijación sería igual a cero (0).

4.6.2. 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 y SGT se determinan con el modelo PERSEO, pero en el caso de las nuevas barras, los precios se han calculado en función de las distancias con las barras existentes y el sentido de flujo; asimismo, los ingresos tarifarios de potencia es cero debido a que los factores de pérdidas de potencia son la unidad para todas las barras. Para el caso de las celdas se considera que éstas no tienen ingreso tarifario; debido a ello, los IT determinados se asignan a las líneas de transmisión y subestaciones de transformación correspondientes.

En el Cuadro No. 4.6 se presentan los ingresos tarifarios totales, es decir, los correspondientes a la energía más los de potencia.



Cuadro No. 4.6
INGRESO TARIFARIO EN LAS INSTALACIONES DEL SPT y SGT

CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	ING. TARIF. (US\$/Año)
L-2280	Zorritos	Zarumilla	0
L-248	Talara	Piura Oeste	30 159
L-236	Chiclayo Oeste	Guadalupe	23 095
L-234	Guadalupe	Trujillo Norte	56 269
SE Guadalupe	Transformador 220/60/10kV; 60MVA		3 100
L-215	Chimbote 1	Paramonga Nueva	65 950
L-213	Paramonga Nueva	Zapallal	0
L-2003 L-2004	Chavarria	Santa Rosa	17 663
L-120	Paragsha II	Huánuco	0
L-121	Huánuco	Tingo Maria	0
L-1019	Cerro Verde	Mollendo	994
L-1006A	Tintaya	Azángaro	11 921
SE Azángaro	Celda de LT en 138 kV		0
L-1005A	Dolorespata	Quencoro	1 232
SE Tingo Maria	Autotransformador 220/138 kV; 40 MVA		74 557
L-253	Vizcarra	Paramonga Nueva	0
SE Vizcarra	Celda de LT 253 en 220 kV		0
L-2025 L-2026	Socabaya	Montalvo	1 778
L-2029	Montalvo	Tacna	6 172
L-2030	Montalvo	Puno	1
L-2053 L-2054	Mantaro	Socabaya	207 100
	Chilca - La Planicie - Zapallal 220 kV		0
	Chilca - Zapallal 500 kV		320 401
L-224	Pachachaca	Oroya Nueva	16 775
L-22259 L-22258 L-2254	Oroya-Carhuamayo-Paragsha-Vizcarra		158 476
	Carhuamayo-Paragsha		109 564
	Paragsha-Conococha		179 643
	Conococha-Huallanca		453 502
	Huallanca-Cajamarca		592 961
	SVC-Cajamarca		0

REP	210 382
SAN GABÁN TRANSMISIÓN	0
ETSELVA	74 557
ANTAMINA	0
REDESUR	7 951
TRANSMANTARO	SPT 207 100
	SGT 320 401
ISA	175 251
ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE	SGT 1 335 670



4.7. 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 calcula 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

4.7.1. Liquidación según contratos específicos

Para el caso de las instalaciones pertenecientes a Transmantaro, Redesur, ISA y Abengoa es 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 es 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.

4.7.1.1. Liquidación de Transmantaro

El período a liquidar es desde marzo 2010 a febrero 2011, 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. Cabe señalar que para el período marzo – abril 2010 se consideran las tarifas, peajes y resultados de la liquidación de ingresos determinados mediante la Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD y sus modificatorias. Asimismo, para el período mayo 2010–febrero 2011 es aplicable la Resolución OSINERGMIN N° 079-2010-OS/CD y sus modificatorias.



Los valores esperados mensuales correspondientes al período marzo 2010 a febrero 2011 se comparan con las mensualidades facturadas por Transmantaro según los cálculos de transferencias efectuados por el COES-SINAC, dando como resultado el saldo de liquidación. Para Transmantaro el saldo de liquidación ha resultado negativo, el cual, expresado al 30 de abril de 2012 es de US\$ 1 101 200,47, valor a descontarse del Costo Total de Transmantaro, según el detalle que se muestra en el Cuadro N° 4.7.

Cuadro No. 4.7
LIQUIDACIÓN ANUAL TRANSMANTARO

Liquidación Anual de Ingresos								
Año 2011 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 2011 US\$	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2011 US\$
1	2010-03	2,835	7 426 520,62	115 798,00	2 660 429,85	2 951 673,61	2 619 509,94	2 906 274,10
2	2010-04	2,841	7 426 520,61	115 798,01	2 654 811,20	2 917 753,91	2 619 509,94	2 878 956,28
3	2010-05	2,843	7 257 933,65	53 190,37	2 571 622,94	2 799 760,02	2 517 780,09	2 741 140,60
4	2010-06	2,815	7 266 885,25	53 190,38	2 600 382,11	2 804 459,57	2 517 780,09	2 715 374,97
5	2010-07	2,806	7 262 409,42	53 190,38	2 607 127,51	2 785 305,17	2 517 780,09	2 689 851,52
6	2010-08	2,788	7 221 084,00	52 887,69	2 609 028,58	2 761 136,32	2 517 780,09	2 664 567,99
7	2010-09	2,789	7 216 656,25	52 855,28	2 606 493,92	2 732 525,51	2 517 780,09	2 639 522,11
8	2010-10	2,802	7 216 656,28	52 855,29	2 594 400,99	2 694 282,37	2 517 780,09	2 614 711,65
9	2010-11	2,821	7 216 656,28	52 855,27	2 576 927,17	2 650 981,22	2 517 780,09	2 590 134,40
10	2010-12	2,789	7 216 656,27	52 855,28	2 606 493,92	2 656 193,57	2 517 780,09	2 565 788,17
11	2011-01	2,767	7 216 656,27	52 855,26	2 627 217,76	2 652 146,88	2 517 780,09	2 541 670,78
12	2011-02	2,770	7 216 656,28	52 855,29	2 624 372,41	2 624 372,41	2 517 780,09	2 517 780,09
31 339 308,35						33 030 590,56	30 416 820,75	32 065 772,64
Diferencia 2010-03 y 2011-03				-964 817,92	US\$			
Liquidación al 30 de Abril del 2012				-1 101 200,47	US\$			

4.7.1.2. 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 es desde marzo 2010 a febrero 2011, 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. Cabe señalar que para el período marzo – abril 2010 se consideran las tarifas, peajes y resultados de la liquidación de ingresos determinados mediante la Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD y sus modificatorias. Asimismo, para el período mayo 2010 – febrero 2011 es aplicable la Resolución OSINERGMIN N° 079-2010-OS/CD y sus modificatorias.

Los valores mensuales esperados correspondientes al período marzo 2010 a febrero 2011 se comparan con las mensualidades facturadas por Redesur según los cálculos de transferencias efectuados por el COES-SINAC, dando como resultado el saldo de liquidación. Para Redesur el saldo de liquidación ha resultado negativo, el cual expresado al 30 de abril 2012 es de US\$ 157 083,71, valor a descontarse del Costo Total de Redesur, según el detalle que se muestra en el Cuadro N° 4.8.



Cuadro No. 4.8
LIQUIDACIÓN ANUAL REDESUR

Liquidación Anual de Ingresos - SPT REDESUR								
Año 2011 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 2011 US\$	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2011 US\$
1	2010-03	2,835	3 029 857,75	6 644,40	1 071 076,60	1 188 329,97	1 053 998,70	1 169 382,52
2	2010-04	2,841	3 029 857,75	6 644,38	1 068 814,55	1 174 674,05	1 053 998,70	1 158 390,79
3	2010-05	2,843	2 872 509,72	1 347,21	1 010 853,65	1 100 529,79	1 012 416,06	1 102 230,80
4	2010-06	2,815	2 872 509,73	1 347,15	1 020 908,31	1 101 028,99	1 012 416,06	1 091 870,27
5	2010-07	2,806	2 872 509,72	1 347,21	1 024 182,80	1 094 178,03	1 012 416,06	1 081 607,13
6	2010-08	2,788	2 856 164,20	1 339,53	1 024 929,60	1 084 683,54	1 012 416,06	1 071 440,45
7	2010-09	2,789	2 854 412,92	1 338,66	1 023 933,88	1 073 444,07	1 012 416,06	1 061 369,34
8	2010-10	2,802	2 854 412,90	1 338,70	1 019 183,30	1 058 420,65	1 012 416,06	1 051 392,89
9	2010-11	2,821	2 854 412,89	1 338,68	1 012 318,88	1 041 410,24	1 012 416,06	1 041 510,21
10	2010-12	2,789	2 854 412,91	1 338,69	1 023 933,88	1 043 457,87	1 012 416,06	1 031 720,43
11	2011-01	2,767	2 854 412,90	1 338,66	1 032 075,01	1 041 868,16	1 012 416,06	1 022 022,67
12	2011-02	2,770	2 854 412,92	1 338,69	1 030 957,26	1 030 957,26	1 012 416,06	1 012 416,06
						13 032 982,61		12 895 353,55
Diferencia 2010-03 y 2011-03				(137 629,05)	US\$			
Liquidación al 30 de Abril del 2012				(157 083,71)	US\$			

4.7.1.3. Liquidación de ISA

El período de liquidación anual es desde marzo 2010 a febrero 2011, 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. Cabe señalar que para el período marzo – abril 2010 se consideran las tarifas y peajes aprobados mediante la Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD y sus modificatorias. Asimismo, para el período mayo 2010–febrero 2011 es aplicable la Resolución OSINERGMIN N° 079-2010-OS/CD y sus modificatorias.

Los valores mensuales esperados correspondientes al período marzo 2010 a febrero 2011 se comparan con las mensualidades facturadas por ISA según los cálculos de transferencias efectuados por el COES-SINAC, dando como resultado un saldo de liquidación. Para ISA el saldo de liquidación ha resultado negativo, el cual expresado al 30 de abril de 2012 es de US\$ 118 976,96, valor a descontarse del Costo Total de ISA, según el detalle que se muestra en el Cuadro N° 4.9.



Cuadro No. 4.9
LIQUIDACIÓN ANUAL ISA PERU

Liquidación Anual de Ingresos								
Año		2011		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 2011 US\$	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2011 US\$
1	2010-03	2,835	2 143 870,060	17 008,610	762 214,70	845 656,21	750 061,50	832 172,56
2	2010-04	2,841	2 143 870,090	17 008,610	760 604,96	835 938,20	750 061,50	824 350,47
3	2010-05	2,843	2 203 478,330	18 018,040	781 391,62	850 711,42	782 597,81	852 024,62
4	2010-06	2,815	2 203 478,340	18 018,060	789 163,91	851 097,33	782 597,81	844 015,93
5	2010-07	2,806	2 203 478,330	18 018,040	791 695,07	845 801,51	782 597,81	836 082,52
6	2010-08	2,788	2 190 939,820	17 915,490	792 272,35	838 462,24	782 597,81	828 223,68
7	2010-09	2,789	2 189 596,400	17 904,500	791 502,65	829 774,12	782 597,81	820 438,70
8	2010-10	2,802	2 189 596,590	17 904,510	787 830,51	818 161,06	782 597,81	812 726,90
9	2010-11	2,821	2 189 596,380	17 904,520	782 524,25	805 011,92	782 597,81	805 087,60
10	2010-12	2,789	2 189 596,420	17 904,530	791 502,67	806 594,75	782 597,81	797 520,09
11	2011-01	2,767	2 189 596,420	17 904,530	797 795,79	805 365,91	782 597,81	790 023,72
12	2011-02	2,770	2 189 596,390	17 904,520	796 931,74	796 931,74	782 597,81	782 597,81
						9 929 506,40	9 825 264,61	
Diferencia 2010-03 y 2011-03				(104 241,79)	US\$			
Liquidación al 30 de Abril del 2012				(118 976,96)	US\$			

4.7.1.4. Liquidación de REP

Para la liquidación anual de la Remuneración Anual (en adelante "RA") correspondiente a REP se ha tenido 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.

Con relación a los ingresos esperados, para el periodo de liquidación se aplica lo señalado en la Resolución OSINERGMIN N° 079-2010-OS/CD y sus modificatorias.

Los valores esperados correspondientes al período de liquidación (RAG mensual) se comparan con las mensualidades facturadas por REP según los cálculos de transferencias efectuados por el COES-SINAC, dando como resultado el saldo de liquidación. En este caso, el saldo de liquidación ha resultado negativo, el cual expresado al 30 de abril de 2012 es de US\$ 6 125 707 (incluidos los valores resultantes del recupero del ITF), valor a descontarse a la RA de REP para el siguiente periodo regulatorio, el mismo que se detalla en el Anexo M y que se resume en el Cuadro N° 4.10.



Cuadro No. 4.10
LIQUIDACION DE LA RA
 Periodo: Mayo 2010 a Abril 2011

Mes	Fecha de Tipo de Cambio	Tipo de Cambio US \$	Montos Facturados Mensualmente				RAG mensual US\$	Valor a Abril del 2011 US\$	Saldo de liquidación	
			RA1 S/.	RA2 S/.	Total S/.	Total US \$			Mensual US\$	Valor presente a Abril 2011
1 Mayo	14/06/2010	2,843	11 908 806,70	6 420 132,41	18 328 939,11	6 447 041,54	6 307 392,50	7 152 814,95	-139 649,05	-154 936,77
2 Junio	14/07/2010	2,815	12 025 112,92	6 379 174,58	18 404 287,50	6 537 935,17	6 307 392,50	7 185 477,41	-230 542,67	-253 376,51
3 Julio	13/08/2010	2,806	12 069 481,77	6 341 926,30	18 411 408,07	6 561 442,65	6 307 392,50	7 143 529,69	-254 050,15	-276 587,77
4 Agosto	14/09/2010	2,788	12 096 854,80	6 556 549,62	18 653 404,42	6 690 604,17	6 307 392,50	7 215 681,44	-383 211,67	-413 286,05
5 Septiembre	14/10/2010	2,789	12 104 517,23	6 447 950,12	18 552 467,35	6 652 014,11	6 307 392,50	7 106 629,51	-344 621,61	-368 173,92
6 Octubre	12/11/2010	2,802	12 122 986,59	6 497 585,27	18 620 571,86	6 645 457,48	6 307 392,50	7 032 891,14	-338 064,98	-357 774,35
7 Noviembre	14/12/2010	2,821	12 172 334,24	6 508 940,54	18 681 274,78	6 622 217,22	6 307 392,50	6 942 420,76	-314 824,73	-330 047,42
8 Diciembre	14/01/2011	2,789	12 315 921,85	6 553 011,50	18 868 933,35	6 765 483,45	6 307 392,50	7 025 946,59	-458 090,96	-475 726,92
9 Enero	14/02/2011	2,767	12 351 861,43	6 622 279,69	18 974 141,12	6 857 297,12	6 307 392,50	7 054 357,63	-549 904,62	-565 707,42
10 Febrero	14/03/2011	2,770	12 357 983,92	6 457 399,67	18 815 383,59	6 792 557,25	6 307 392,50	6 922 075,17	-485 164,76	-494 415,70
11 Marzo	14/03/2011	2,770	12 357 983,92	6 457 399,67	18 815 383,59	6 792 557,25	6 307 392,50	6 857 010,42	-485 164,76	-489 768,39
12 Abril	14/03/2011	2,770	12 357 983,92	6 457 399,67	18 815 383,59	6 792 557,25	6 307 392,50	6 792 557,25	-485 164,76	-485 164,76
Total								84 431 391,97	-4 468 454,72	-4 664 965,97

LIQUIDACIÓN TOTAL

RA a Liquidar Año 9 (Res. 149-2010-OS/CD) (US\$) al 30/04/11 (A)	Recalculo Ampliaciones y RAA (USD) al 30/04/11 (B)	Recalculo RAG a Liquidar Año 9 (US\$) al 30/04/11 (D=A+B)	Valor actualizado de los montos facturados (US\$) al 30/04/11 (E)	Liquidación US\$ al 30/04/11 (F=D-E)	Recuperación del ITF al 30/04/11 (USD) (G)	Recuperación del ITF Adic a la RAG al 30/04/11 (USD) (H)	Liquidación Total al 30/04/11 (USD) (I=F+G+H)	Liquidación Total a aplicar a la RAG año 10 (USD) al 30/04/12 (J)
79 766 426	-902 171	78 864 255	84 431 392	-5 567 137	93 104	4 651	-5 469 382	-6 125 707

ACTUALIZACIÓN DE LA RA

RAG (Actualizada Año 10) (USD) al 30/04/12 (K)	RAA al 30/04/12 (USD) (L)	RA al 30/04/12 (USD) (M=K+L)	Liquidación Total a aplicar a la RAG año 10 (USD) al 30/04/12 (J)	RA año 10 al 30/04/12 (USD) (M+J)
68 143 693	23 207 845	91 351 538	-6 125 707	85 225 831

4.7.1.5. Determinación y Asignación de la RAG y la RAA

Con la información existente a la fecha, y la liquidación anual de la RA, obtenida conforme se indica en el numeral anterior, se determinó la RA para el período mayo 2011 – abril 2012 conforme se detalla en el Anexo M y que se resume en el Cuadro N° 4.11.

Cuadro No. 4.11**Cálculo de la RA de Red de Energía del Perú S.A.**

Concepto	US\$
Remuneración Anual RA	
Remuneración Anual Garantizada RAG	68 143 693
Remuneración Anual por Ampliaciones RAA	23 207 845
Total RAA (2011-2012)	91 351 538
Liquidación Anual de la RAG (May-10-Abr-11)	-6 235 193
Saldo a favor del ITF de Mayo 10 a Abril 11	104 276
Recuperación del ITF Adic a la RAG	5 209
Total RA (2011-2012)	85 225 831

Concepto	US\$
RA	85 225 831
RA1	56 011 937
RA2	29 213 894
RA2 SST	10 982 423
ITA	927 761
PSST	10 054 663
RA2 SPT	18 231 470

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, para el presente proceso tarifario, 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\$ 18 231 470.

4.7.1.6. Liquidación del SGT de Abengoa

Para realizar la liquidación del SGT de Abengoa se ha procedido conforme al "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del Sistema Garantizado de Transmisión" (en adelante "PROCEDIMIENTO SGT", aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 200-2010-OS/CD. Cabe señalar que para el período señalado se consideran las tarifas y peajes aprobados mediante la Resolución OSINERGMIN N° 014-2011-OS/CD.

Por otro lado, debido a que el Tramo N° 1 entró en operación comercial el 11 de enero de 2011, el primer período de liquidación será desde dicha fecha hasta el 28 de febrero 2011, de acuerdo a lo señalado en el literal c) del numeral 5.3, Base Tarifaria, del PROCEDIMIENTO SGT. Asimismo, para efectos de la liquidación anual de ingresos, se han considerado las fechas de puesta en operación comercial de las instalaciones del Tramo N°1 (11-01-2011), Ampliación de la subestación Cajamarca (01-02-2011) y del Tramo N°2 (24-02-2011), las cuales fueron comunicadas por la Gerencia de Fiscalización Eléctrica mediante memorandos N° GFE-209-2011, GFE-278-2011 y N° GFE-323-2011, respectivamente.

Los valores mensuales esperados correspondientes al período comprendido entre el 10 de enero de 2011 y el 28 de febrero de 2011 se comparan con las mensualidades facturadas por Abengoa. En esta oportunidad el saldo de liquidación ha resultado positivo, el cual expresado al 30 de abril de 2012 resulta en US\$ 243 759,72, valor a incorporarse al Costo Total de Abengoa, según el detalle que se muestra en el Cuadro N° 4.12.

Cuadro No. 4.12
LIQUIDACIÓN ANUAL ABENGOA

Liquidación Anual de Ingresos								
Año		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 2011 US\$	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2011 US\$
1	2010-03	2,835	-	-	-	-	-	-
2	2010-04	2,841	-	-	-	-	-	-
3	2010-05	2,843	-	-	-	-	-	-
4	2010-06	2,815	-	-	-	-	-	-
5	2010-07	2,806	-	-	-	-	-	-
6	2010-08	2,788	-	-	-	-	-	-
7	2010-09	2,789	-	-	-	-	-	-
8	2010-10	2,802	-	-	-	-	-	-
9	2010-11	2,821	-	-	-	-	-	-
10	2010-12	2,789	-	-	-	-	-	-
11	2011-01	2,789	-	-	-	-	81 303,41	82 074,88
12	2011-02	2,770	415 020,54	11 524,56	153 987,40	153 987,40	286 254,32	286 254,32
					153 987,40	153 987,40	367 557,73	368 329,20
Diferencia 2010-03 y 2011-03				214 341,80	US\$			
Liquidación al 30 de Abril del 2012				243 759,72	US\$			



4.7.2. Compensación Tarifaria

De acuerdo con el Artículo 30²³ 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 no se han generado ingresos tarifarios en el enlace internacional Zorritos-Zarumilla 220 kV, en aplicación del Decreto de Urgencia N° 109-2009, la compensación tarifaria a aplicarse en la determinación del peaje por conexión al SPT es nula.

4.7.3. Cargo Unitario por Generación Adicional

Corresponde 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 Decretos de Urgencia N° 037-2008 y N° 049-2008.

Al respecto, conforme se detalla en el Anexo G, la compensación prevista es de S/. 17 382 477, que se distribuye en cargos unitarios diferenciados por cada tipo de usuario según lo siguiente.

Cuadro No. 4.12

Tipo de Usuario	S./kW-mes
Regulados	0,12
Libres no Grandes Usuarios	0,40
Grandes Usuarios	0,96

4.7.4. Cargo Unitario por Seguridad de Suministro

Corresponde 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, conforme se detalla en el Anexo P, el cargo unitario resultante es de 0,19 S./kW-mes



²³ **Artículo 30^o.- 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.

4.7.5. Cargo Unitario por Costos Variables Adicionales respecto del Costo Marginal (CVOA-Cmg)

Corresponde 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 Decreto de Urgencia N° 049-2008.

Al respecto, conforme se detalla en el Anexo Q, la compensación prevista es de S/. 145 437 351. El cargo unitario resultante es de 2,50 S/./kW-mes.

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

Corresponde 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 Decreto de Urgencia N° 049-2008.

Al respecto, conforme se detalla en el Anexo Q, la compensación prevista es un cargo negativo de S/. 6 993 331, por lo cual, el cargo unitario sería 0,00 S/./kW-mes.

4.7.7. Cargo Unitario por Prima de Generación con Recursos Energéticos Renovables

Corresponde determinar el Cargo Unitario por Prima de Generación con Recursos Energéticos Renovables de acuerdo con lo dispuesto por la norma "Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables, aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 001-2010-OS/CD y sus modificatorias, en cumplimiento de lo dispuesto en el Decreto Legislativo N° 1002 y el Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, aprobado con Decreto Supremo N° 050-2008-EM, que tienen por finalidad promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables.

Al respecto, conforme se detalla en el Anexo R, la compensación prevista es de US\$ 9 040 566. El cargo unitario resultante es de 0,45 S/./kW-mes.

4.7.8. Determinación del Peaje por Conexión

El Peaje por Conexión Unitario se calcula 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 5 140,7 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 18 736 US\$/kW-año.

Se debe señalar que el Peaje por Conexión unitario indicado incluye el pago por la Garantía por Red Principal del Proyecto Camisea, que en esta



regulación asciende al monto de 0,00 US\$/kW-año conforme se detalla en el Informe N° 149-2011-GART.

Asimismo, el Peaje por Conexión unitario incluye el Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro, el Cargo Unitario por Generación Adicional para Usuarios Regulados, el Cargo Unitario por CVOA-CMg, el Cargo Unitario por CVOA-RSC y el Cargo Unitario por Prima de Generación con Recursos Energéticos Renovables, igual a 0,849 US\$/kW-año, 0,513 US\$/kW-año, 10,691 US\$/kW-año, 0,00 US\$/kW-año y 1,864 US\$/kW-año, respectivamente.

El Cuadro No. 4.13 muestra el resultado del cálculo de los Peajes por Conexión y de Transmisión Unitarios para el periodo que va desde mayo 2011 hasta abril 2012.

Cuadro No. 4.13

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	18 027 320		18 231 470	210 382	18 021 088	3,716
SAN GABÁN TRANSMISIÓN	106 665			0	106 665	0,022
ANTAMINA	101 395			0	101 395	0,021
ETESELVA	3 093 721			74 557	3 019 164	0,623
REDESUR	13 422 035	- 167 084		7 951	13 257 001	2,734
TRANSMANTARO	33 358 934	- 1 101 200		207 100	32 050 633	6,609
	14 411 988			0	14 411 988	2,972
ISA	10 187 109	- 118 977		175 251	9 892 881	2,040
Garantía por Red Principal (GRP) TGP						0,000
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro						0,849
Cargo Unitario por Costo Variable de Operación Adicional por CMG						10,691
Cargo Unitario por Costo Variable de Operación Adicional por RSC						0,000
Cargo por Prima Paramonga						0,423
Cargo por Prima Santa Cruz II						0,326
Cargo por Prima Santa Cruz I						0,145
Cargo por Prima Poechos 2						0,111
Cargo por Prima Roncador						0,026
Cargo por Prima La Joya						0,135
Cargo por Prima Carhuauquero IV						0,553
Cargo por Prima Caña Brava						0,114
Cargo por Prima Pumacana						0,033
Cargo Unitario por Generación Adicional (Usuario Regulado)						0,513
Total						29,682

NOTA

(1) Correspondiente al SPT de la Adenda N° 08 de su contrato, que se aplican desde la fecha de entrada en operación de la etapa correspondiente, y en la siguiente liquidación de ingresos anuales se realiza el ajuste

PEAJES POR TRANSMISIÓN EN EL SGT

EMPRESA DE TRANSMISIÓN		COSTO ANUAL (US\$/Año)	LIQUIDACIÓN ANUAL (US\$/Año)	INGRESO TARIFARIO (US\$/Año)	PEAJE ANUAL (US\$/Año)	PEAJE UNITARIO (US\$/kW-Año)
TRANSMANTARO	LT 220 kV Chilca-La Planicie-Zapallal	3 408 966		0	3 408 966	0,703
	LT 500 kV Chilca-Zapallal	6 585 888		320 401	6 265 487	1,292
ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE	Tramo 1, Tramo2 y SVC Cajamarca	5 371 181	243 760	289 207	5 325 733	1,098
	LT 220 kV Conococha-Huallanca	4 035 795		453 502	3 582 293	0,739
	LT 220 kV Huallanca-Cajamarca	7 430 528		592 961	6 837 567	1,410
Total						6,242

NOTA

Se aplican desde la fecha de entrada en operación de la etapa correspondiente, y en la siguiente liquidación de ingresos anuales se realiza el ajuste.
Tramo 1: Carhuamayo - Paragsha 220 kV
Tramo 2: Paragsha - Conococha 220 kV



Todos los cargos, con excepción del Cargo Unitario por Generación Adicional, son aplicables 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 Decreto de Urgencia

N° 037-2008 (ver Cuadro No. 4.12). En el Cuadro No. 4.13 se muestra sólo el cargo correspondiente a los Usuarios Regulados.

Los peajes por el Sistema Garantizado de Transmisión se aplicarán conforme las instalaciones de transmisión ingresen en operación comercial.



5. Precios en Barra en Subestaciones Base

La barra de referencia para la aplicación del Precio Básico de la Energía es la ciudad de Lima (barras de San Juan, Santa Rosa y Chavarría a 220 kV). Lima representa alrededor del 50% de la demanda del SEIN y es un punto al cual convergen los sistemas secundarios de los principales centros de generación. Para el Precio Básico de la Potencia se considera 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.

5.1. Tarifas Teóricas

Las tarifas teóricas de potencia y energía en cada Subestación Base, que se determinan expandiendo los precios básicos con los respectivos factores de pérdidas y nodales, se muestran en el Cuadro No. 5.1. En el mismo cuadro se presentan los correspondientes cargos por transmisión.



Cuadro No. 5.1

TARIFAS TEÓRICAS - MONEDA NACIONAL

Barra	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	16,91	7,00	23,91	0,00	9,07	8,87
Talara	16,91	7,00	23,91	0,00	9,03	8,84
Piura Oeste	16,91	7,00	23,91	0,00	9,76	9,27
Chiclayo Oeste	16,91	7,00	23,91	0,00	9,48	9,03
Carhuaquero 220	16,91	7,00	23,91	0,00	9,33	8,92
Carhuaquero 138	16,91	7,00	23,91	0,00	9,33	8,92
Culeno 138	16,91	7,00	23,91	0,00	9,34	8,92
Jaen 138	16,91	7,00	23,91	0,00	9,35	8,93
Guadalupe 220	16,91	7,00	23,91	0,00	9,34	8,90
Guadalupe 60	16,91	7,00	23,91	0,00	9,38	8,93
Cajamarca	16,91	7,00	23,91	0,00	9,07	8,69
Trujillo Norte	16,91	7,00	23,91	0,00	9,11	8,70
Chimbole 1 220	16,91	7,00	23,91	0,00	8,93	8,54
Chimbole 1 138	16,91	7,00	23,91	0,00	8,93	8,54
Paramonga N 220	16,91	7,00	23,91	0,00	8,61	8,27
Paramonga N 138	16,91	7,00	23,91	0,00	8,60	8,26
Paramonga 138	16,91	7,00	23,91	0,00	8,59	8,26
Huacho	16,91	7,00	23,91	0,00	8,54	8,20
Zapallal	16,91	7,00	23,91	0,00	8,38	8,05
Ventanilla	16,91	7,00	23,91	0,00	8,42	8,04
Chavarría	16,91	7,00	23,91	0,00	8,42	8,06
Santa Rosa	16,91	7,00	23,91	0,00	8,40	8,05
San Juan	16,91	7,00	23,91	0,00	8,32	7,99
Cantera	16,91	7,00	23,91	0,00	8,26	7,97
Chilca 220	16,91	7,00	23,91	0,00	8,17	7,88
Independencia	16,91	7,00	23,91	0,00	8,32	8,04
Ica	16,91	7,00	23,91	0,00	8,39	8,10
Marcona	16,91	7,00	23,91	0,00	8,56	8,26
Mantaro	16,91	7,00	23,91	0,00	8,21	7,88
Huaycachi	16,91	7,00	23,91	0,00	8,27	7,94
Pachachaca	16,91	7,00	23,91	0,00	8,27	7,95
Huancavelica	16,91	7,00	23,91	0,00	8,25	7,94
Callahuanca ELP	16,91	7,00	23,91	0,00	8,33	7,99
Cajamarquilla	16,91	7,00	23,91	0,00	8,40	8,06
Huallanca 138	16,91	7,00	23,91	0,00	8,65	8,32
Vizcarra	16,91	7,00	23,91	0,00	8,53	8,21
Tingo Maria 220	16,91	7,00	23,91	0,00	8,54	8,19
Aguytia 220	16,91	7,00	23,91	0,00	8,44	8,15
Aguytia 138	16,91	7,00	23,91	0,00	8,47	8,18
Aguytia 22,9	16,91	7,00	23,91	0,00	8,46	8,17
Pucallpa 138	16,91	7,00	23,91	0,00	8,71	8,36
Pucallpa 60	16,91	7,00	23,91	0,00	8,73	8,37
Aucayacu	16,91	7,00	23,91	0,00	8,74	8,41
Tocache	16,91	7,00	23,91	0,00	9,00	8,57
Tingo Maria 138	16,91	7,00	23,91	0,00	8,63	8,34
Huánuco 138	16,91	7,00	23,91	0,00	8,49	8,21
Paragsha II 138	16,91	7,00	23,91	0,00	8,34	8,05
Paragsha 220	16,91	7,00	23,91	0,00	8,38	8,06
Yaupi 138	16,91	7,00	23,91	0,00	8,24	7,94
Yuncan 138	16,91	7,00	23,91	0,00	8,24	7,94
Yuncan 220	16,91	7,00	23,91	0,00	8,27	7,97
Oroya Nueva 220	16,91	7,00	23,91	0,00	8,30	7,98
Oroya Nueva 138	16,91	7,00	23,91	0,00	8,43	8,12
Oroya Nueva 50	16,91	7,00	23,91	0,00	8,38	8,05
Carhuamayo 138	16,91	7,00	23,91	0,00	8,44	8,05
Carhuamayo 220	16,91	7,00	23,91	0,00	8,32	8,01
Caripa 138	16,91	7,00	23,91	0,00	8,49	8,19
Desierto 220	16,91	7,00	23,91	0,00	8,28	7,99
Condorcocha 138	16,91	7,00	23,91	0,00	8,50	8,21
Condorcocha 44	16,91	7,00	23,91	0,00	8,50	8,21
Machupicchu	16,91	7,00	23,91	0,00	9,07	8,25
Cachimayo	16,91	7,00	23,91	0,00	9,38	8,54
Dolorespata	16,91	7,00	23,91	0,00	9,39	8,55
Quencoro	16,91	7,00	23,91	0,00	9,38	8,54
Combapata	16,91	7,00	23,91	0,00	9,45	8,69
Tintaya	16,91	7,00	23,91	0,00	9,50	8,86
Ayaviri	16,91	7,00	23,91	0,00	9,33	8,71
Azángaro	16,91	7,00	23,91	0,00	9,22	8,60
San Gaban	16,91	7,00	23,91	0,00	9,28	8,65
Mazuco	16,91	7,00	23,91	0,00	9,35	8,69
Puerto Maldonado	16,91	7,00	23,91	0,00	9,51	8,79
Julilca	16,91	7,00	23,91	0,00	9,44	8,84
Puno 138	16,91	7,00	23,91	0,00	9,47	8,92
Puno 220	16,91	7,00	23,91	0,00	9,47	8,92
Callali	16,91	7,00	23,91	0,00	9,40	8,85
Santuario	16,91	7,00	23,91	0,00	9,28	8,78
Socabaya 138	16,91	7,00	23,91	0,00	9,32	8,82
Socabaya 220	16,91	7,00	23,91	0,00	9,31	8,82
Cerro Verde	16,91	7,00	23,91	0,00	9,34	8,84
Repartición	16,91	7,00	23,91	0,00	9,38	8,86
Mollendo	16,91	7,00	23,91	0,00	9,41	8,88
Montalvo 220	16,91	7,00	23,91	0,00	9,46	8,95
Montalvo 138	16,91	7,00	23,91	0,00	9,47	8,96
Ilo 138	16,91	7,00	23,91	0,00	9,42	9,08
Botillaca 138	16,91	7,00	23,91	0,00	9,51	9,01
Toquepala	16,91	7,00	23,91	0,00	9,53	9,05
Aricota 138	16,91	7,00	23,91	0,00	9,46	9,03
Aricota 66	16,91	7,00	23,91	0,00	9,43	9,02
Tacna 220	16,91	7,00	23,91	0,00	9,52	9,09
Tacna 66	16,91	7,00	23,91	0,00	9,59	9,01
Tipo de Cambio	2,805	S/US\$	F.C.	80,6%	%EHP	19,4%



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

5.2. 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 Transitoria²⁴ y de la Segunda Disposición Complementaria Final²⁵ de la Ley 28832, y conforme lo establece el “Procedimiento para Comparación de Precios Regulados” que se aprobó con la Resolución OSINERGMIN N° 273-2010-OS/CD, se comparan el Precio Básico de la Energía teórico únicamente con el precio promedio ponderado de los precios de las licitaciones vigentes al 31 de marzo de 2011. Esto último toda vez que la energía contratada mediante licitaciones efectuadas desde el año 2006 a la fecha representa aproximadamente el 60% 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. Para esta publicación del proyecto de resolución, se han considerado los contratos suscritos hasta el 31 de marzo de 2011.

El Cuadro No. 5.2 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 resulta 13,679 céntimos de S./kWh.

La relación entre el precio promedio de licitaciones y el Precio Básico de la Energía teórico es de 0,8064. Esta relación muestra que el precio teórico difiere en menos del 10% del precio promedio ponderado de las licitaciones

²⁴ **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 53⁹ 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 47⁹ de la Ley de Concesiones Eléctricas, con el nuevo referente producto de las Licitaciones.

²⁵ **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.



vigentes, razón por la cual los precios teóricos de la energía tiene que ser modificados a través del Factor de Ajuste 1,1578, con lo cual se obtiene los Precios en Barra definitivos.

Cuadro No. 5.2

COMPARACIÓN DE PRECIO PONDERADO Vs. TEÓRICO

Valores al 31 de marzo de 2011

	PPM S/kW-mes	PEMP Ctm S/kWh	PEFP Ctm S/kWh	
Ponderado Licitaciones	15,06	13,94	10,40	
Barra Teórico	16,91	8,40	8,05	
Precio Licitación	2,596	11,083	13,679	Cent.S/. /kWh
Precio Teórico	2,915	8,115	11,030	Cent.S/. /kWh
Comparación			0,8064	Teórico/Licitación
Factor de Ajuste			1,1578	

5.3. Precios en Barra

Dado que el precio teórico no se encuentra en el rango del 10% del precio ponderado de licitaciones, los valores resultantes han sido ajustados. En el Cuadro No. 5.3 se muestran los precios, en moneda extranjera, aplicables para la presente fijación de Precios en Barra.

Asimismo, el Cuadro No. 5.4 contiene los precios del Cuadro No. 5.3, expresados en Nuevos Soles, utilizando el tipo de cambio vigente al 31 de marzo de 2011: 2,805 S/. /US\$.



Cuadro No. 5.3

TARIFAS EN BARRA - MONEDA EXTRANJERA

Factor de Ajusto 1.1578	PPM \$/KW-mes	PCSPT \$/KW-mes	PPB \$/KW-mes	CPSEE ctv./\$KWh	PEMP ctv./\$KWh	PEMF ctv./\$KWh
Zorritos	6.03	2.50	8.53	0.00	3.74	3.66
Talara	6.03	2.50	8.53	0.00	3.73	3.65
Piura Oeste	6.03	2.50	8.53	0.00	4.03	3.83
Chiclayo Oeste	6.03	2.50	8.53	0.00	3.91	3.73
Carhuaquero 220	6.03	2.50	8.53	0.00	3.85	3.68
Carhuaquero 138	6.03	2.50	8.53	0.00	3.85	3.68
Cutervo 138	6.03	2.50	8.53	0.00	3.86	3.68
Jaen 138	6.03	2.50	8.53	0.00	3.86	3.69
Guadalupe 220	6.03	2.50	8.53	0.00	3.86	3.67
Guadalupe 60	6.03	2.50	8.53	0.00	3.87	3.69
Cajamarca	6.03	2.50	8.53	0.00	3.75	3.59
Trujillo Norte	6.03	2.50	8.53	0.00	3.76	3.59
Chimbote 1.220	6.03	2.50	8.53	0.00	3.68	3.53
Chimbote 1 138	6.03	2.50	8.53	0.00	3.69	3.53
Paramonga N 220	6.03	2.50	8.53	0.00	3.56	3.41
Paramonga N 138	6.03	2.50	8.53	0.00	3.55	3.41
Paramonga 138	6.03	2.50	8.53	0.00	3.55	3.41
Huacho	6.03	2.50	8.53	0.00	3.53	3.38
Zapallal	6.03	2.50	8.53	0.00	3.46	3.32
Ventanilla	6.03	2.50	8.53	0.00	3.48	3.32
Chavarría	6.03	2.50	8.53	0.00	3.48	3.33
Santa Rosa	6.03	2.50	8.53	0.00	3.47	3.32
San Juan	6.03	2.50	8.53	0.00	3.43	3.30
Cantera	6.03	2.50	8.53	0.00	3.41	3.29
Chilca 220	6.03	2.50	8.53	0.00	3.37	3.25
Independencia	6.03	2.50	8.53	0.00	3.44	3.32
Ica	6.03	2.50	8.53	0.00	3.46	3.34
Marcona	6.03	2.50	8.53	0.00	3.54	3.41
Mantaro	6.03	2.50	8.53	0.00	3.39	3.25
Huayucachi	6.03	2.50	8.53	0.00	3.41	3.28
Pachachaca	6.03	2.50	8.53	0.00	3.42	3.28
Huancavelica	6.03	2.50	8.53	0.00	3.40	3.28
Callahuanca ELP	6.03	2.50	8.53	0.00	3.44	3.30
Cajamarquilla	6.03	2.50	8.53	0.00	3.47	3.33
Huallanca 138	6.03	2.50	8.53	0.00	3.57	3.43
Vizcarra	6.03	2.50	8.53	0.00	3.52	3.39
Tingo Maria 220	6.03	2.50	8.53	0.00	3.52	3.38
Aguaytia 220	6.03	2.50	8.53	0.00	3.48	3.37
Aguaytia 138	6.03	2.50	8.53	0.00	3.50	3.37
Aguaytia 22.9	6.03	2.50	8.53	0.00	3.49	3.37
Pucallpa 138	6.03	2.50	8.53	0.00	3.60	3.45
Pucallpa 60	6.03	2.50	8.53	0.00	3.60	3.45
Aucayacu	6.03	2.50	8.53	0.00	3.61	3.47
Tocache	6.03	2.50	8.53	0.00	3.72	3.54
Tingo Maria 138	6.03	2.50	8.53	0.00	3.56	3.44
Huánuco 138	6.03	2.50	8.53	0.00	3.50	3.39
Paragsha II 138	6.03	2.50	8.53	0.00	3.44	3.32
Paragsha 220	6.03	2.50	8.53	0.00	3.45	3.33
Yaupi 138	6.03	2.50	8.53	0.00	3.40	3.28
Yuncan 138	6.03	2.50	8.53	0.00	3.40	3.28
Yuncan 220	6.03	2.50	8.53	0.00	3.41	3.29
Oroya Nueva 220	6.03	2.50	8.53	0.00	3.43	3.29
Oroya Nueva 138	6.03	2.50	8.53	0.00	3.48	3.35
Oroya Nueva 50	6.03	2.50	8.53	0.00	3.46	3.32
Carhuamayo 138	6.03	2.50	8.53	0.00	3.48	3.32
Carhuamayo 220	6.03	2.50	8.53	0.00	3.44	3.31
Canpa 138	6.03	2.50	8.53	0.00	3.50	3.38
Desierto 220	6.03	2.50	8.53	0.00	3.42	3.30
Condorcocha 138	6.03	2.50	8.53	0.00	3.51	3.39
Condorcocha 44	6.03	2.50	8.53	0.00	3.51	3.39
Machupicchu	6.03	2.50	8.53	0.00	3.74	3.41
Cachimayo	6.03	2.50	8.53	0.00	3.87	3.53
Dolorespata	6.03	2.50	8.53	0.00	3.88	3.53
Quencono	6.03	2.50	8.53	0.00	3.87	3.52
Combapata	6.03	2.50	8.53	0.00	3.90	3.59
Tintaya	6.03	2.50	8.53	0.00	3.92	3.66
Ayávin	6.03	2.50	8.53	0.00	3.85	3.59
Azángaro	6.03	2.50	8.53	0.00	3.80	3.55
San Gaban	6.03	2.50	8.53	0.00	3.83	3.57
Mazuco	6.03	2.50	8.53	0.00	3.86	3.59
Puerto Maldonado	6.03	2.50	8.53	0.00	3.93	3.63
Juliac	6.03	2.50	8.53	0.00	3.90	3.65
Puno 138	6.03	2.50	8.53	0.00	3.91	3.68
Puno 220	6.03	2.50	8.53	0.00	3.91	3.68
Callalli	6.03	2.50	8.53	0.00	3.88	3.65
Santuano	6.03	2.50	8.53	0.00	3.83	3.62
Socabaya 138	6.03	2.50	8.53	0.00	3.85	3.64
Socabaya 220	6.03	2.50	8.53	0.00	3.84	3.64
Cerro Verde	6.03	2.50	8.53	0.00	3.86	3.65
Repartición	6.03	2.50	8.53	0.00	3.87	3.66
Mollendo	6.03	2.50	8.53	0.00	3.88	3.67
Montalvo 220	6.03	2.50	8.53	0.00	3.91	3.69
Montalvo 138	6.03	2.50	8.53	0.00	3.91	3.70
Ilo 138	6.03	2.50	8.53	0.00	3.89	3.75
Botiflaca 138	6.03	2.50	8.53	0.00	3.93	3.72
Toquepala	6.03	2.50	8.53	0.00	3.93	3.74
Aricota 138	6.03	2.50	8.53	0.00	3.90	3.73
Aricota 66	6.03	2.50	8.53	0.00	3.89	3.72
Tacna 220	6.03	2.50	8.53	0.00	3.93	3.71
Tacna 66	6.03	2.50	8.53	0.00	3.96	3.72

Tipo de Cambio	2.805	S/US\$	F.C.	80.6%	%EHP	19.4%
----------------	-------	--------	------	-------	------	-------



Cuadro No. 5.4

TARIFAS EN BARRA - MONEDA NACIONAL

Factor de Ajuste 1,1578	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	16,91	7,00	23,91	0,00	10,50	10,27
Talara	16,91	7,00	23,91	0,00	10,46	10,24
Piura Oeste	16,91	7,00	23,91	0,00	11,30	10,73
Chiclayo Oeste	16,91	7,00	23,91	0,00	10,98	10,45
Carhuaquero 220	16,91	7,00	23,91	0,00	10,81	10,33
Carhuaquero 138	16,91	7,00	23,91	0,00	10,81	10,33
Cutervo 138	16,91	7,00	23,91	0,00	10,81	10,33
Jaen 138	16,91	7,00	23,91	0,00	10,83	10,34
Guadalupe 220	16,91	7,00	23,91	0,00	10,81	10,31
Guadalupe 60	16,91	7,00	23,91	0,00	10,86	10,34
Cajamarca	16,91	7,00	23,91	0,00	10,51	10,06
Trujillo Norte	16,91	7,00	23,91	0,00	10,54	10,07
Chimbote 1 220	16,91	7,00	23,91	0,00	10,34	9,69
Chimbote 1 138	16,91	7,00	23,91	0,00	10,34	9,69
Paramonga N 220	16,91	7,00	23,91	0,00	9,97	9,57
Paramonga N 138	16,91	7,00	23,91	0,00	9,96	9,57
Paramonga 138	16,91	7,00	23,91	0,00	9,95	9,57
Huacho	16,91	7,00	23,91	0,00	8,89	9,49
Zapallal	16,91	7,00	23,91	0,00	8,70	9,32
Ventanilla	16,91	7,00	23,91	0,00	9,75	9,31
Chavarría	16,91	7,00	23,91	0,00	9,75	9,33
Santa Rosa	16,91	7,00	23,91	0,00	9,73	9,32
San Juan	16,91	7,00	23,91	0,00	9,63	9,25
Cantera	16,91	7,00	23,91	0,00	9,56	9,22
Chilca 220	16,91	7,00	23,91	0,00	9,46	9,13
Independencia	16,91	7,00	23,91	0,00	9,64	9,31
Ica	16,91	7,00	23,91	0,00	9,71	9,38
Marcona	16,91	7,00	23,91	0,00	9,92	9,56
Mantaro	16,91	7,00	23,91	0,00	9,51	9,12
Huayucachi	16,91	7,00	23,91	0,00	9,58	9,19
Pachachaca	16,91	7,00	23,91	0,00	9,58	9,20
Huancavelica	16,91	7,00	23,91	0,00	9,55	9,19
Callahuanca ELP	16,91	7,00	23,91	0,00	9,64	9,25
Cajamarquilla	16,91	7,00	23,91	0,00	9,73	9,33
Huallanca 138	16,91	7,00	23,91	0,00	10,02	9,63
Vizcarra	16,91	7,00	23,91	0,00	9,87	9,50
Tingo Maria 220	16,91	7,00	23,91	0,00	9,89	9,48
Aguayta 220	16,91	7,00	23,91	0,00	9,77	9,44
Aguayta 138	16,91	7,00	23,91	0,00	9,81	9,47
Aguayta 22.9	16,91	7,00	23,91	0,00	9,79	9,45
Pucallpa 138	16,91	7,00	23,91	0,00	10,09	9,68
Pucallpa 60	16,91	7,00	23,91	0,00	10,11	9,69
Aucayacu	16,91	7,00	23,91	0,00	10,12	9,74
Tocache	16,91	7,00	23,91	0,00	10,43	9,92
Tingo Maria 138	16,91	7,00	23,91	0,00	9,99	9,65
Huánuco 138	16,91	7,00	23,91	0,00	9,83	9,51
Paragsha II 138	16,91	7,00	23,91	0,00	9,65	9,32
Paragsha 220	16,91	7,00	23,91	0,00	9,68	9,33
Yaupi 138	16,91	7,00	23,91	0,00	9,54	9,19
Yuncan 138	16,91	7,00	23,91	0,00	9,54	9,19
Yuncan 220	16,91	7,00	23,91	0,00	9,58	9,22
Oroya Nueva 220	16,91	7,00	23,91	0,00	9,61	9,24
Oroya Nueva 138	16,91	7,00	23,91	0,00	9,76	9,40
Oroya Nueva 50	16,91	7,00	23,91	0,00	9,70	9,32
Carhuamayo 138	16,91	7,00	23,91	0,00	9,77	9,32
Carhuamayo 220	16,91	7,00	23,91	0,00	9,64	9,27
Carpa 138	16,91	7,00	23,91	0,00	9,82	9,48
Desierto 220	16,91	7,00	23,91	0,00	9,58	9,25
Condorcocha 138	16,91	7,00	23,91	0,00	9,84	9,51
Condorcocha 44	16,91	7,00	23,91	0,00	9,84	9,51
Machupicchu	16,91	7,00	23,91	0,00	10,50	9,56
Cachimayo	16,91	7,00	23,91	0,00	10,86	9,89
Dolorespata	16,91	7,00	23,91	0,00	10,88	9,90
Quencoro	16,91	7,00	23,91	0,00	10,86	9,89
Combapata	16,91	7,00	23,91	0,00	10,94	10,06
Tintaya	16,91	7,00	23,91	0,00	11,00	10,25
Ayaviri	16,91	7,00	23,91	0,00	10,80	10,08
Azángaro	16,91	7,00	23,91	0,00	10,67	9,96
San Gaban	16,91	7,00	23,91	0,00	10,75	10,01
Mazuco	16,91	7,00	23,91	0,00	10,83	10,06
Puerto Maldonado	16,91	7,00	23,91	0,00	11,01	10,18
Julíaca	16,91	7,00	23,91	0,00	10,93	10,23
Puno 138	16,91	7,00	23,91	0,00	10,97	10,33
Puno 220	16,91	7,00	23,91	0,00	10,96	10,33
Callali	16,91	7,00	23,91	0,00	10,88	10,25
Santuario	16,91	7,00	23,91	0,00	10,74	10,17
Socabaya 138	16,91	7,00	23,91	0,00	10,79	10,21
Socabaya 220	16,91	7,00	23,91	0,00	10,78	10,21
Cerro Verde	16,91	7,00	23,91	0,00	10,82	10,24
Repartición	16,91	7,00	23,91	0,00	10,86	10,26
Mollendo	16,91	7,00	23,91	0,00	10,89	10,28
Montalvo 220	16,91	7,00	23,91	0,00	10,95	10,36
Montalvo 138	16,91	7,00	23,91	0,00	10,96	10,37
Ilo 138	16,91	7,00	23,91	0,00	10,91	10,52
Botiflaca 138	16,91	7,00	23,91	0,00	11,01	10,43
Toquepala	16,91	7,00	23,91	0,00	11,03	10,48
Aricola 138	16,91	7,00	23,91	0,00	10,95	10,45
Aricola 66	16,91	7,00	23,91	0,00	10,91	10,44
Tacna 220	16,91	7,00	23,91	0,00	11,03	10,40
Tacna 66	16,91	7,00	23,91	0,00	11,10	10,43
Tipo de Cambio	2,805	S/US\$	F.C.	80,6%	%EHP	19,4%



6. Sistemas Aislados

6.1. 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. 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 el OSINERGMIN²⁶.

Adicionalmente a la normativa existente sobre la regulación de los precios en los sistemas aislados, el Artículo 30° de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, 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 SEIN²⁷.

²⁶ **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

²⁷ **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 N° 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 y sus modificatorias²⁸.

6.2. Criterios Generales

La Ley N° 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 LCE²⁹. Es por ello que, en la fijación de los Precios en Barra de los Sistemas Aislados, se utilizan 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 de combustible y no combustible.

En general, para el cálculo de la tarifa se asume que la demanda es cubierta con un sistema de generación adaptado a las necesidades de cada carga. Para tal fin se calcula el costo eficiente que resulta de agregar las componentes de inversión y de operación y mantenimiento para abastecer cada kWh de la demanda. El producto 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.

²⁸ Resolución OSINERGMIN N° 483-2007-OS/CD, publicada el 17 de agosto de 2007; Resolución OSINERGMIN N° 556-2007-OS/CD, publicada el 12 de setiembre de 2007 y Resolución OSINERGMIN N° 163-2009-OS/CD, publicada el 16 de setiembre de 2009.

²⁹ **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.

(...)



Dada la diversidad de Sistemas Aislados y su gran número, que dificulta un tratamiento individual, OSINERGMIN ha realizado esfuerzos por tipificar las 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 criterios³⁰, determinando un conjunto que en la actualidad asciende a cinco (5) categorías:

Cuadro No. 6.1

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, e I siguientes.
Típico B	Otros Sistemas Aislados distintos al Aislado Típico A, no precisados en los Sistemas Típicos E, F, e I siguientes.
Típico E	Sistema Aislado con generación termoeléctrica de 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 I	Aplicable a Sistemas Aislados con generación termoeléctrica Diesel con predominio de potencia efectiva Diesel mayor al 50%, pertenecientes a la empresa Electro Oriente, no precisados en los Sistemas Típicos E y F.

Adicionalmente, a estas categorías en generación, se han definido también 6 módulos característicos que permiten tratar el sistema en forma sistemática, para fines tarifarios de distribución³¹, en función del tipo de demanda abastecida. Estos módulos se presentan en el cuadro N° 6-2.

³⁰ 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 (Típicos I y F), para tomar en cuenta la diferencia en los costos de combustible. En cambio, los Sistemas Aislados mayores, dado su escaso número, no se agrupan sino que cada uno representa un Sistema Típico en particular. Cabe señalar que, a la fecha, de los cuatro Sistemas Aislados mayores (Iquitos, San Martín; Jaén Bagua y Puerto Maldonado) sólo queda Iquitos.

³¹ Adicionalmente existe un sector típico "Especial" que se aplica a un sistema llamado Villacurí, el cual forma parte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.



Cuadro No. 6.2
Sectores Típicos de Distribución

Módulo	Caracterización geográfica y densidad de carga
Sector Típico 1	Urbano de Alta Densidad
Sector Típico 2	Urbano de Media Densidad
Sector Típico 3	Urbano de Baja Densidad
Sector Típico 4	Urbano Rural
Sector Típico 5	Rural
Sector Típico SER	Sistemas Eléctricos Rurales (SER) calificado según la Ley de General de Electrificación Rural

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 no se registran economías de escala, lo que combinado con un desempeño moderado tanto en el ámbito de las inversiones como de la operación, 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 ha establecido 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 ha calculado 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 N° 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.

6.3. Sistemas Aislados Típicos

Con relación a los valores publicados mediante la Resolución OSINERGMIN N° 079-2010-OS/CD, y sus modificatorias, que fijó los Precios en Barra para el período mayo 2010 - abril 2011, estos han sido revisados y actualizados para considerar el tipo de cambio y los precios de combustibles al 31 de marzo de 2011³². Asimismo, en el caso de los Sistemas Típicos A, B, E, F e I, se han estimado los valores de energía y potencia para el año 2011 sobre la



³² A fin de cumplir con lo establecido en el Artículo 50° de la LCE en la publicación de los Precios en Barra, éstos serán reajustados con los valores vigentes al 31 de marzo de 2011.

base de la información histórica suministrada a OSINERGMIN por las empresas en su oportunidad.

De acuerdo a lo dispuesto en la Ley N° 29661, publicada el 08.02.2011, que suspende hasta el 01.01.2013 la aplicación del Título III del Decreto Legislativo N° 978, a consecuencia de ello se suspende la eliminación de las exoneraciones del IGV para el servicio de la energía eléctrica, motivo por el cual se ha incorporado en los costos de inversión y operación un costo adicional igual al 100% del IGV, que aplicarán las empresas en aquellas zonas de la selva con exoneraciones del IGV (Sistemas Típicos E e I), dado que dichas empresas se ven imposibilitadas de transferir el IGV, gravado a los bienes adquiridos fuera de las zonas de la selva con exoneraciones del IGV.

Cabe señalar que el Decreto Legislativo N° 966, publicado el 24 de diciembre de 2006, prorrogó la exoneración del Impuesto Selectivo al Consumo (ISC) de la importación o venta de petróleo diesel para las empresas eléctricas sólo hasta el 31 de diciembre de 2009. En ese sentido, en la presente fijación de Precios en Barra de los Sistemas Aislados se ha considerado el ISC aplicado a los combustibles utilizados en generación de energía eléctrica publicados por Petroperú al 31 de marzo de 2011.

Aplicación del Impuesto Selectivo al Consumo (ISC):

El Sistema Típico E es el único Sistema Aislado que utiliza Petróleo Residual N° 6 para la generación eléctrica; la planta de suministro de combustible para dicho sistema es Iquitos, la misma que no está afectada al Impuesto Selectivo al Consumo (ISC), según la publicación de precios de combustibles de la Gerencia de Operaciones Comerciales de Petroperú al 31.01.2011.

Los Sistemas Típicos A y F, que utilizan combustible Diesel para la generación eléctrica, la cual es suministrada a través de las plantas de suministro de combustible de Piura, Salaverry, Mollendo, Ilo y Cusco. Estas plantas están afectadas al Impuesto Selectivo al Consumo (ISC), según la publicación de precios de combustibles de la Gerencia de Operaciones Comerciales de Petroperú al 31.03.2011.

Actualización de Parámetros de Sistemas Aislados:

Sobre la base de la información histórica proporcionada por las empresas se han actualizado los siguientes parámetros: factor de carga, porcentaje de consumo propio, porcentaje de pérdidas de transmisión, tasa de crecimiento de la demanda, entre otros.

Se han actualizado los parámetros correspondientes al Sistema Eléctrico Típico I, perteneciente a la empresa Electro Oriente, excluyendo el efecto del sistema eléctrico Yurimaguas, dado que éste fue incorporado al SEIN a partir del 01.02.2011. En este sentido, el Sistema Eléctrico Típico I queda conformado por los sistemas eléctricos de Contamana, Caballococha, Requena, Nauta y Tamshiyacu.

A continuación se muestran los Precios en Barra para cada uno de los Sistemas Aislados Típicos.



6.3.1. 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. 6.3

Sistema Aislado	Tensión kV	PPM S./kW-mes	PEMP ctm. S./kWh	PEMF ctm. S./kWh
A	MT	17,75	68,53	68,53
B	MT	17,75	23,24	23,24
E	MT	17,75	50,51	50,51
F	MT	17,75	77,60	77,60
I	MT	17,75	69,10	69,10

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.

6.4. Precios en Barra de Sistemas Aislados

A partir de los Precios en Barra de los Sistemas Aislados Típicos y considerando la energía correspondiente a cada uno de los sistemas aislados pertenecientes a una misma empresa³³, se calcula el Precio en Barra de los 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. 6.4

Empresa	Tensión kV	PPM S./kW-mes	PEMP ctm. S./kWh	PEMF ctm. S./kWh
Adinelsa	MT	17,75	23,24	23,24
Chavimochic	MT	17,75	23,24	23,24
Edelnor	MT	17,75	23,24	23,24
Edelsa	MT	17,75	23,24	23,24
Egepsa	MT	17,75	23,24	23,24
Electro Oriente	MT	17,75	51,54	51,54
Electro Pangoa	MT	17,75	23,24	23,24
Electro Sur Este	MT	17,75	77,60	77,60
Electro Ucayali	MT	17,75	23,24	23,24
Electrocentro	MT	17,75	23,24	23,24
Electronorte	MT	17,75	23,24	23,24
Hidrandina	MT	17,75	23,63	23,63
Seal	MT	17,75	51,71	51,71



³³ 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 2011 – abril 2012.

6.5. Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados

Mediante Resolución Ministerial N° 096-2011-MEM/DM, publicada en el diario oficial El Peruano el 28 de febrero de 2011, el Ministerio de Energía y Minas determinó la suma de Ochenta y Siete Millones Quinientos Veinte y Cuatro Mil Cuatrocientos Sesenta y Nueve Nuevos y 00/100 Nuevos Soles (S/. 87 524 469) como Monto Específico para el funcionamiento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados (en adelante "MCSA"), el cual será aplicado en el período comprendido entre el 01 de mayo de 2011 y el 30 de abril de 2012.

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 Rural³⁴.

En el "Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados" se dispone que dicho mecanismo sea aplicado por OSINERGMIN en cada regulación anual de los Precios en Barra, contando, para ello, con las premisas, condiciones y criterios establecidos en el referido Reglamento y con los procedimientos que elabore OSINERGMIN al respecto.

En el cálculo de los Precios en Barra de los Sistemas Aislados no se ha considerado la interconexión al SEIN de ningún Sistema Aislado, a fin de evitar impactos tarifarios negativos cuando estas interconexiones no se producen en las fechas programadas.

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

- Se considera el Decreto de Urgencia N° 079-2010, que proroga hasta el 31 de diciembre de 2013 la vigencia del Decreto de Urgencia N° 049-2008, cuya finalidad es la de evitar que los altos costos marginales por efecto de la congestión de las instalaciones de transmisión sean trasladados al consumidor final.
- Para el Precio de Referencia del SEIN, se ha determinado 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 80,59% y porcentajes de participación de la energía en horas punta y fuera de punta de 19,38% y 80,62%³⁵, respectivamente.

³⁴ **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;

(...)

³⁵ 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.



- El Precio de Referencia del SEIN al nivel de MT para cada Sistema Aislado Típico, se ha determinado mediante la aplicación de los factores de expansión de pérdidas medias y el peaje secundario vigente³⁶ establecido mediante Resolución OSINERGMIN N° 184-2009-OS/CD, modificada por Resolución OSINERGMIN N° 279-2009-OS/CD. Posteriormente, estos precios se calculan 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 compensar³⁷; así como, los Precios en Barra Efectivos que deberá aplicar cada Empresa Receptora³⁸, se efectúa sobre la base de la ejecución de los literales b) al f) del Artículo 5° Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados.
- Por otra parte, la configuración actual de la demanda de los Sistemas Aislados, es tal que más del 90% del Monto Específico es asignado al único Sistema Aislado mayor de Iquitos en aplicación al reglamento del MCSA. Esta configuración de la demanda implica que los restantes Sistemas Aislados sean muy sensibles a la variación del Monto Específico, lo cual puede dar como resultado una aplicación desigual del beneficio del mecanismo.
- Con la finalidad de cumplir con el objetivo fundamental del MCSA, destinado a favorecer el acceso y utilización de la energía eléctrica a los Usuarios Regulados atendidos por los Sistemas Aislados, además de evitar que se produzcan variaciones bruscas en los Precios en Barra Efectivos por la volatilidad de los precios de los combustibles, es necesario introducir la aplicación de un Factor de Distribución del Monto Específico (FDME) a cada una de las empresas receptoras.
- Por consiguiente, el FDME tiene como único objetivo evitar la variación brusca de las tarifas en los sistemas aislados menores, con lo cual se busca favorecer el acceso y utilización de la energía eléctrica a los usuarios de los sistemas aislados. En ese sentido, cualquier variación tendría que ser absorbida por la empresa con mayor participación en este mecanismo (aproximadamente 90%), sin que el impacto para esta empresa represente un valor significativo, es decir, no supere el 1%.

A continuación se muestran los resultados obtenidos:

³⁶ Para ello se ha utilizado el criterio de los factores de expansión de pérdidas medias y peajes secundarios de las correspondientes Áreas de Demanda, a la que pertenecerían los sistemas aislados típicos en caso de producirse la interconexión al SEIN, a fin que no generen distorsión de las señales económicas de eficiencia.

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 los parámetros del Área de Demanda más cercano.

³⁷ El cálculo de los montos diferenciales a compensar supera el Monto Específico propuesto; en consecuencia, las Compensaciones Anuales se han ajustado según el procedimiento establecido.

³⁸ Distribuidor que suministra energía eléctrica a usuarios regulados en Sistemas Aislados (no incluye sistemas operados por empresas municipales).



Cuadro No. 6.5
COMPENSACIONES ANUALES

Empresa Distribuidora	Compensación Anual (Nuevos Soles)	% Participación
Adinelsa	1 119 521	1,2791%
Chavimochic	59 237	0,0677%
Edelnor	297 788	0,3402%
Edelsa	31 652	0,0362%
Egepsa	80 723	0,0922%
Electro Oriente	77 298 894	88,3169%
Electro Pangoa	146 641	0,1675%
Electro Sur Este	1 103 149	1,2604%
Electro Ucayali	241 348	0,2758%
Electrocentro	2 251 260	2,5721%
Electronorte	2 107 571	2,4080%
Hidrandina	800 310	0,9144%
Seal	1 986 375	2,2695%
TOTAL	87 524 469	100,0000%

Cuadro No. 6.6
PRECIOS EN BARRA EFECTIVOS

Empresa	Tensión kV	PPM S./kW-mes	PEMP ctm. S./kWh	PEMF ctm. S./kWh
Adinelsa	MT	17,75	17,14	17,14
Chavimochic	MT	17,75	17,14	17,14
Edelnor	MT	17,75	17,14	17,14
Edelsa	MT	17,75	17,14	17,14
Egepsa	MT	17,75	17,14	17,14
Electro Oriente	MT	17,75	24,50	24,50
Electro Pangoa	MT	17,75	17,14	17,14
Electro Sur Este	MT	17,75	20,33	20,33
Electro Ucayali	MT	17,75	17,14	17,14
Electrocentro	MT	17,75	17,14	17,14
Electronorte	MT	17,75	17,12	17,12
Hidrandina	MT	17,75	17,22	17,22
Seal	MT	17,75	17,74	17,74

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 se establecen en el Texto Concordado de la Norma "Procedimiento de Aplicación del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados", aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 167-2007-OS/CD y sus modificatorias.



7. Actualización de Precios

Para la actualización de los precios se utilizan 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.

7.1. Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

7.1.1. 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 a utilizar para la actualización del precio de la energía.

Cuadro No. 7.1

Fórmula de Actualización de la Energía

Componente	Punta	F.Punta	Total
Diesel N°2	0,00%	0,00%	0,00%
Residual N°6	0,00%	0,00%	0,00%
Carbón	0,51%	0,35%	0,52%
Gas Natural	88,10%	87,17%	87,37%
Tipo de Cambio	11,39%	12,48%	12,11%
Total	100,00%	100,00%	100,00%



7.1.2. Actualización del Precio de la Potencia

En el caso del SEIN el tipo de cambio (M.E.) tiene una participación de 76,84% del costo total de la potencia de punta, mientras que el Índice de Precios al por Mayor (M.N.) tiene el restante 23,16%, como se desprende del Cuadro No. 7.2.

Cuadro No. 7.2
Composición del Costo de Potencia
(Miles de US\$)

Componente	M.E.	M.N.	Total	
Turbo Generador	6152,1	1123,5	7275,6	76,16%
Conexión a la Red	453,8	39,6	493,4	5,16%
COyM	734,2	1049,8	1784,0	18,67%
Total	7340,1	2212,9	9553,0	100,00%
	76,84%	23,16%	100,00%	

Nota:

M.E. : Moneda Extranjera

M.N. : Moneda Nacional

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

Se ha definido 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. 7.3

	M.E.	M.N.	Cobre	Aluminio
ETESELVA	40,91%	46,52%	1,20%	11,37%
ANTAMINA	51,84%	47,91%	0,25%	-
SAN GABÁN	49,46%	50,35%	0,19%	-

Para el caso del Sistema Principal de Transmisión perteneciente a REP, Transmantaro, Redesur e ISA, se considera sólo moneda extranjera conforme a lo establecido en sus contratos de concesión.

Para los cargos unitarios consecuencia del DL 1002, DL 1041, DU 037 y DU 049, los factores serán determinados conforme a lo dispuesto por la norma o procedimiento del cargo respectivo.



7.2. Sistemas Aislados

Los factores de actualización para la potencia y energía se integran 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. A continuación se presentan los factores de reajuste a utilizar.

Cuadro No. 7.4

Sistemas Aislados	d	e	f	g	s	cb
Adinelsa	0,1667	---	---	---	0,8333	---
Chavimochic	0,1667	---	---	---	0,8333	---
Edelnor	0,1667	---	---	---	0,8333	---
Edelsa	0,1667	---	---	---	0,8333	---
Egepsa	0,1667	---	---	---	0,8333	---
Electro Oriente	0,1526	0,0474	0,6859	---	0,1141	---
Electro Pangoa	0,1667	---	---	---	0,8333	---
Electro Sur Este	0,0164	0,9029	---	---	0,0807	---
Electro Ucayali	0,1667	---	---	---	0,8333	---
Electrocentro	0,1667	---	---	---	0,8333	---
Electronorte	0,1667	---	---	---	0,8333	---
Hidrandina	0,1656	0,0072	---	---	0,8272	---
Seal	0,0860	0,5318	---	---	0,3822	---

7.2.1. Actualización de los Precios en Barra Efectivos

Se ha revisado la fórmula de actualización de los Precios en Barra Efectivos establecida en la Resolución OSINERGMIN N° 079-2010-OS/CD y sus modificatorias a fin de trasladar adecuadamente las variaciones de los Precios en Barra de los Sistemas Aislados, como consecuencia de los reajustes tarifarios, y evitar generar sobre ingreso o déficit para las empresas concesionarias.

A continuación, se describe la fórmula de actualización propuesta de los Precios en Barra Efectivos.

Sean:

- PBeo = Precio en Barra inicial por empresa, sin compensación
- PBe1 = Precio en Barra actualizado por empresa, sin compensación
- PBefo = Precio en Barra Efectivo inicial, con compensación
- PBe1f = Precio en Barra Efectivo actualizado, con compensación
- FAPEM = Factor de Actualización del Precio de la Energía a Nivel Generación en las Subestaciones Base del Sistema.
- VARB = Variación del Precio en Barra

Dado que, para la actualización de los Precios de Energía y Potencia en Barra de los Sistemas Aislados se utiliza el mismo factor FAPEM, extendemos el uso de este factor para trasladar el efecto de la variación de los Precios en Barra hacia los Precios en Barra Efectivos. Por tanto:



$$P_{Be1} = P_{Beo} * FAPEM \quad (1)$$

Siendo que la variación del Precio en Barra es:

$$VARB = P_{Be1} - P_{beo} \quad (2)$$

Reemplazando (1) en (2):

$$VARB = P_{Beo} * FAPEM - P_{Beo}$$

$$VARB = P_{Beo} * (FAPEM - 1) \quad (3)$$

La actualización del Precio en Barra Efectivo es:

$$P_{Bef1} = P_{Befo} + VARB \quad (4)$$

Reemplazando (3) en (4), obtenemos:

$$P_{Bef1} = P_{Befo} + P_{Beo} * (FAPEM - 1) \quad (5)$$

Siguiendo el criterio señalado en la fórmula (5) se procederá a actualizar los Precios de potencia y energía en Barra Efectivos de cada empresa concesionaria, considerando los Precios en Barra señalados en el numeral 6.4 del Informe y el correspondiente factor de actualización (FAPEM).



8. Anexos

A continuación se presentan los anexos al informe. En esta parte se discuten los temas especializados del informe y se analizan algunas de las respuestas de los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES-SINAC a las observaciones formuladas por el OSINERGMIN (en adelante "OBSERVACIONES") a sus Estudios Técnico Económicos para la fijación de los Precios en Barra. Se adjunta un diagrama unifilar del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.



Anexo A

Proyección de Demanda

A.1 Demanda del año 2010

Respecto de los consumos del año 2010, estos valores fueron determinados conforme a la información disponible al IV Trimestre del año 2010. En base a esta información se actualizó la participación de ventas de las distribuidoras en alta y muy alta tensión, la participación de ventas realizadas por los generadores, y las pérdidas eléctricas de distribución, subtransmisión y transmisión para el período de proyección. Como consecuencia de lo anterior, se considera la siguiente información de demanda para el año 2010:

Cuadro No. A.1

Parámetro	Valor
Ventas año 2010	21 706 GWh
Electroandes	807 GWh
Shougesa	350 GWh
Antamina	668 GWh
Southern	1 632 GWh
Cerro Verde	376 GWh
Tintaya BHP	258 GWh
San Rafael	108 GWh
Callalli	131 GWh
Cementos Yura	127 GWh
Yanacocha nuevo	456 GWh
Huarón	49 GWh
Cerro Verde (Socabaya)	956 GWh
Cerro Corona	151 GWh
Ampliación Aceros Arequipa	179 GWh
Ampliación Cajamarquilla	360 GWh
Bayóvar (Miski Mayo)	32 GWh
Talara	118 GWh
Tumbes	133 GWh
Yura-Cachimayo	169 GWh
Joya-San Camilo-Siguas	50 GWh
Pucallpa	193 GWh
Bagua - Jaén	6 GWh
Tarapoto-Moyobamba-Bellavista	11 GWh
Puerto Maldonado	38 GWh



Parámetro	Valor
Pérdidas de distribución	7,83%
Pérdidas de subtransmisión	1,84%
Pérdidas de transmisión	5,18%
Participación de ventas de distribuidores en alta y muy alta tensión	1,38%
Participación de ventas realizadas por los generadores	20,90%

A.2 Información Base y proyección de pérdidas en distribución

Para la información base considerada en la proyección de la demanda vegetativa se ha tomado la información actualizada al año 2010, de acuerdo con los datos de las transferencias de energía realizadas por el COES-SINAC en el referido año.

Asimismo, con relación a la proyección de pérdidas de distribución éstas se han actualizado con las pérdidas del año 2010 (7,83%), correspondiendo para los años 2011, 2012 y 2013 las pérdidas de 7,67%, 7,51% y 7,36%, respectivamente.

A.3 Modelo Econométrico

Para la proyección de ventas correspondiente a los años 2011 a 2013 se ha utilizado el Modelo de Corrección de Errores (MCE), habiéndose tomado las ventas de energía para el año 2010, el crecimiento del Producto Bruto Interno (PBI) publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (en adelante "INEI") para el año 2010; así como, las proyecciones de crecimiento de PBI establecido por el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) en su Reporte de Inflación de marzo 2011 para los años 2011 y 2012³⁹, mientras que, para el año 2013 se ha tomado el mismo crecimiento de PBI del año 2012, considerando que, a la fecha, no se tiene ninguna fuente oficial que realice la proyección de dicho año. En el siguiente cuadro se presentan los valores considerados:

Cuadro No. A.2

Parámetro	Valor
Ventas históricas del año 2010	21 706 GWh
Tarifa del año 2010	8,20 ctv US\$/kWh
Crecimiento histórico PBI 2010	8,78 % ⁴⁰
Crecimiento proyectado PBI 2011	7,0 %
Crecimiento proyectado PBI 2012	6,5 %
Crecimiento proyectado PBI 2013	6,5 %



³⁹ Página 37 de Reporte de Inflación – Marzo 2011, cuadro de encuestas a Analistas Económicos.

⁴⁰ Obtenido del enlace Perú en Cifras de la página Web del INEI (www.inei.gob.pe)

Los resultados de proyección de las ventas con este modelo se presentan en el cuadro siguiente:

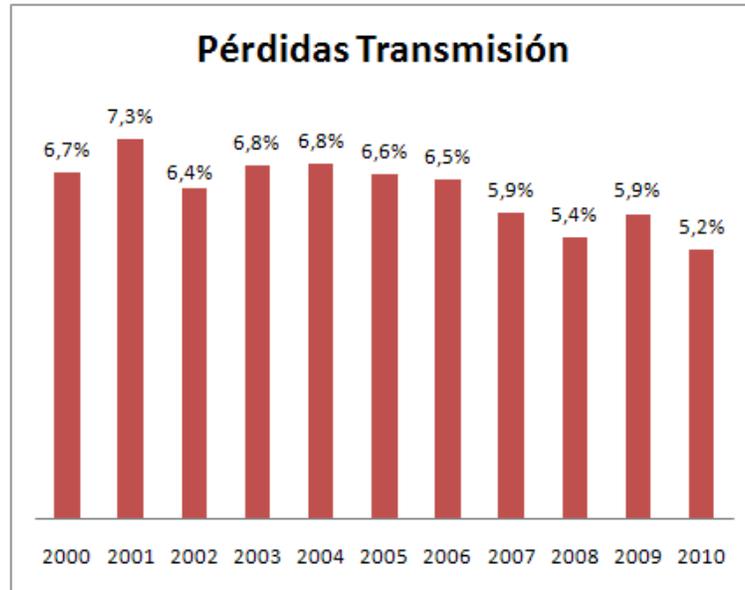
Cuadro No. A.3

Año	Ventas (GWh)	Tasa de Crecimiento
2011	23 443	8,0%
2012	25 016	6,7%
2013	26 711	6,8%

A.4 Pérdidas de Transmisión

Se estima que las pérdidas de transmisión del año 2010, están en el orden de 5,2%, lo que indica una disminución con relación a los años previos, conforme se observa en el grafico siguiente:

Gráfico No. A.1



Al respecto se está tomando las pérdidas de transmisión del año 2010, para los años 2011 a 2013.

A.5 Demanda de Ecuador

En el año 2010, esencialmente en los meses de enero a abril, se realizó la exportación de energía a Ecuador debido al contrato de partes firmado entre la empresa Electroperú S.A. y CONELEC de Ecuador, en el marco del Decreto de Urgencia N° 109-2009 del Ministerio de Energía y Minas, que en su Artículo 2° establece que las demandas asociadas a la exportación de electricidad no serán tomadas en cuenta en la determinación de los costos marginales en el SEIN, ni en la determinación de los Precios en Barra. En consecuencia, dicha demanda no ha sido considerada en la presente regulación.



A.6 Cargas Especiales e Incorporadas

Respecto de las cargas especiales e incorporadas se ha corregido en parte la proyección efectuada por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC para el periodo 2011-2013 considerando la información adjunta a la carta NPSAC-030/2011 de la empresa Norsemont Perú S.A.C. de su proyecto minero Constancia, carta XLSLT-073/11 de la empresa Xstrata Tintaya S.A. de sus proyectos mineros Antapaccay y Bambas, carta GGA011-050 de la empresa Shougang Hierro Perú S.A. de sus proyectos de ampliación de la Mina Marcona, entre otros. Con relación a la demanda de estas cargas, cabe precisar lo siguiente:

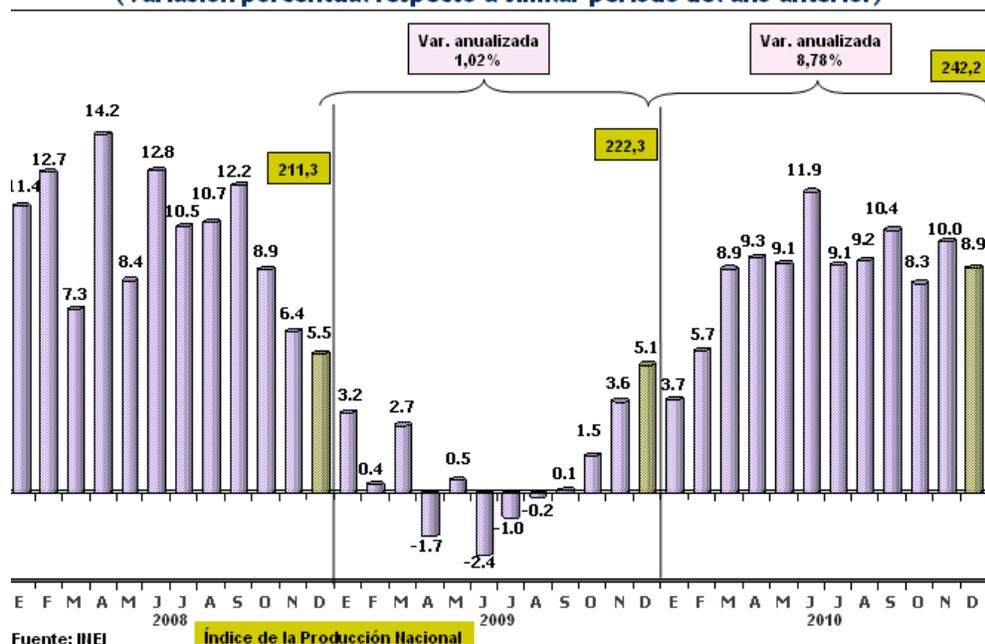
- Los proyectos mineros Constancia y Bambas han sido modificados dentro de la proyección de su demanda, incluyendo su ingreso para el año 2014, de acuerdo con la información alcanzada por las empresas Norsemont Perú S.A.C. y Xstrata Tintaya S.A., respectivamente; mientras que, para los proyectos Antapaccay y ampliación de Mina Marcona se modificaron los requerimientos de energía y potencia conforme a la información alcanzada por las empresas Xstrata Tintaya S.A. y Shougang Hierro Perú S.A., respectivamente.
- Se actualizaron las proyecciones de generación de C.T. Paramonga, C.T. Oquendo y C.T. Atocongo, de acuerdo con la información alcanzada en la carta GO/009-2011 de Agro Industrial Paramonga S.A.A., carta SDFE-GG-035-2011 de SdF Energía S.A.C. y carta GEA-01.029/11 de Generación Eléctrica Atocongo S.A., respectivamente.
- De acuerdo con la información alcanzada por el Subcomité de Generadores en la ABSOLUCION, se corrigieron las proyecciones de demanda de San Rafael, Cementos Yura, ampliación de Cajamarquilla y Bayóvar.
- De acuerdo con la carta GO-143-2011 de la empresa Electro Oriente S.A. se actualizaron las demandas de los sistemas Bagua – Jaén y Tarapoto-Moyobamba-Bellavista.
- En el caso de las cargas especiales para las cuales el Subcomité de Generadores no presentó el sustento requerido en la ABSOLUCION, se ha considerado preliminarmente la proyección de la fijación anterior.
- Asimismo en la representación de los proyectos de generación con Recursos Energéticos Renovables (RER), se han modelado de acuerdo al nivel de información alcanzado por las empresas para la presente regulación, siendo algunos casos de las centrales hidroeléctricas representadas en el modelo Perseo, mientras que el resto de proyectos ha sido representado restando a la demanda de energía, tomando en cuenta los perfiles de generación mensual y por bloques de punta, media y base alcanzado por las empresas.

El detalle de los cálculos se halla contenido en el archivo “Modelo Demanda(P).xls”, que forma parte del sustento del presente informe.



A.7 Información Complementaria

EVOLUCIÓN MENSUAL DE LA PRODUCCIÓN NACIONAL: 2008-2010 (Variación porcentual respecto a similar periodo del año anterior)



CUADRO 6
ENCUESTA DE EXPECTATIVAS MACROECONÓMICAS: CRECIMIENTO DEL PBI

	RI Dic.10	RI Mar.11
Sistema Financiero		
2011	6,3	7,0
2012	6,0	6,3
Analistas Económicos		
2011	6,0	7,0
2012	6,1	6,5
Empresas No Financieras		
2011	6,6	7,0
2012	6,5	7,0





SHOUGANG HIERRO PERU S. A.
 "Año del Centenario de Machu Picchu para el Mundo"

OSINERGMIN
 Oficina de Regulación Tarifaria
 Lima, 14 de febrero de 2011
 GART
 Digitalizado en UTO

GGA011-050

Jesús María, 14 de febrero de 2011

Señor

JAIME MENDOZA GACON

Gerente de División de Generación y Transmisión Eléctrica
 Organismo Supervisor de la Inversión en Energía
 y Minería - Osinergmin
 Av. Canadá 1460
 San Borja.

Asunto : **INFORMACION DE PROYECTOS MINEROS**

Referencia : Oficio No. 0070-2011-GART

De nuestra consideración:

Por medio de la presente tengo a bien saludarlo cordialmente y en atención a su comunicación de la referencia, adjuntarle el contenido de la información requerida a nuestros Proyectos Mineros para el período 2011 - 2014, como Anexo 1, los cuales se encuentran clasificados de la siguiente manera:

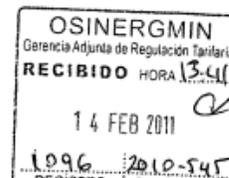
- **Proyectos de Nueva Zona**, "NUEVAS PLANTAS DE EXTRACCION, PROCESAMIENTO, ALMACENAMIENTO Y EMBARQUE DE MINERAL DE HIERRO Y NUEVA PLANTA DE COBRE", en donde se incluye a los nuevos Desarrollos de Minas, a las Nuevas Plantas y al Proyecto de Recuperación de Cobre.
- **Proyectos de Zona Antigua**, "INCREMENTO DE CAPACIDAD DE PRODUCCION DE LAS PLANTAS DE BENEFICIO", en donde se incluye a los Proyectos de la Ampliación de Línea 9 de Planta Magnética y Nueva Planta Filtros, Cambio de Separadores Magnéticos y Celdas de Flotación, Bombeo de Agua hacia la Mina y Mitigación de Polvo.

Sin otro particular, reitero a usted las seguridades de nuestra especial consideración.

Atentamente,

Shougang Hierro Perú S. A. A.

Raúl Vera La Torre
Raúl Vera La Torre
 Gerente General Adjunto



Anexo 1

Contenido de la Información Requerida

1.0 Aspectos Generales

1.1 Nombre del Proyecto

Nuevas Plantas de Extracción, Procesamiento, Almacenamiento y Embarque de Mineral de Hierro y Planta de Cobre

1.2 Empresa Propietaria

Shougang Hierro Peru SAA

1.3 Ubicación del Proyecto

Departamento	Provincia	Distrito
Ica	Nazca	San Juan de Marcona

1.4 Descripción del Proyecto

1.4.1 Situación Actual del Proyecto

El proyecto de mineral de hierro está en la etapa de Pre factibilidad y está siendo desarrollado por la consultora BISA-IMC. Actualmente, se están ejecutando las licitaciones para la adquisición de equipo y construcción de planta en donde se definirá exactamente cual es el tipo de equipo a elegir.

El proyecto comprende la construcción de nuevas facilidades para incrementar la producción de hierro desde las actuales 9 millones de toneladas métricas TM a 19 millones de TM. La nueva producción tendrá como objetivo sólo la exportación de torta de exportación, por lo tanto todas las facilidades a construir tendrán como mira dicho objetivo.

Las minas que proveerán la materia prima (especialmente Mineral Coarse Grind CG y Fine Grind FG) son las denominadas 14 y 21 las que operarán como en las condiciones actuales a tajo abierto. El material extraído de dichas minas deberá ser chancado en las nuevas chancadoras primarias y secundarias instaladas en las cercanías a los yacimientos mencionados, para luego trasladar dicho mineral por medio de una nueva faja transportadora de aproximadamente 15 kilómetros de longitud, hacia la nueva planta de beneficio que procesará por medio de molienda (HPGR¹), concentración, espesamiento y filtrado, hasta lograr un producto concentrado de hierro denominado "Torta de Exportación" que deberá contener un 65% de Fe.

Dicho producto será almacenado en los nuevos stocks de finos, para ser finalmente embarcado en las facilidades portuarias actuales, hacia su destino final, en el exterior.



1.4.2 Etapas y su Estado de Avance

ETAPAS	ESTADO
PRE-INVERSION	
Título (Petitorio)	Concluido
Exploración	Concluido
Estudio de Factibilidad	50%
INVERSION	
Financiamiento	A definir
Ingeniería	10%
Construcción	0%
OPERACIÓN	
Puesta en Marcha	0%

2.0 Aspectos Técnicos**2.1 Características Técnicas**

Facilidades de Infraestructura	Carreteras de acceso hacia Nazca y hacia las zonas de producción, Tendido Eléctrico (220 Kv, 60Kv, 34.5Kv y 13.8 Kv) Puerto de Embarque.
Características Geográficas	Costa peruana, árida, desértica y rocosa y a una altura máxima de 800 msnm y a 14 km del litoral
Tipo de Yacimiento, Operación y Volumen de Extracción	Yacimiento a Tajo Abierto y un volumen de Extracción 20 millones de TM al año
Metales a Extraer	Mineral de Hierro, CG y FG
Reservas	En el 2007, se estimó que las reservas de mineral de hierro llegaban a 1,662 millones de TM
Escala de Producción	
Planta de Beneficio	Luego del chancado y transporte en la mina, en la Planta de beneficio se realizarán los siguientes procesos: Molienda (HPGR), concentración por medio de separación magnética y flotación en celdas, filtrado del queque para reducir la humedad y almacenado.
Recuperación Metalúrgica	65%
Leyes de Concentrado de Fe en molienda fina	67 a 68.% (actual)
Ratio de Concentración	
Capacidad de Tratamiento y Producción Anual	10 millones de TM al año



2.2 Demanda Eléctrica Prevista por el Propietario (Nuevas Plantas)

Año	Consumo en Mw	Potencia (MW)	
		Hp	HFP
2011	9.04	9.04	9.04
2012	17.22	17.22	17.22
2013	84.57	84.57	84.57
2014	93.61	93.61	93.61
2015	93.61	93.61	93.61
2016	124.06	124.06	124.06

2.3 Indicadores Técnicos de Consumo de Electricidad

Item	TM ²	MWh ³	KWh/TM
FG, CG, Cuarcita, Desmonte, etc	23,510,176	43,003	1.83

2.4 Fuentes de Suministro

SHOUGESA perteneciente al Sistema Interconectado Nacional

2.5 Demanda Eléctrica Proyectada

Año	GWh	MW	Probabilidad
2011	67.3	9.04	
2012	128.2	17.22	
2013	629.7	84.57	
2014	697.0	93.61	

2.6 Cronograma de Ejecución

Actividad	2011	2012	2013	2014
Estudio de Ingeniería	XXX			
Financiamiento	XXX			
Construcción	XXX	XXX		
Producción		X	XXX	XXX

² Informe de Minería, Diciembre 2009, Página 12: Real a Diciembre del 2009

³ Informe de Minería, Diciembre 2009, Página 92: Real a Diciembre del 2009



3.0 Aspectos Económicos:**3.1 Indicadores Económicos**

Costo de Producción ⁴ US\$/TM	Cotizaciones Promedio	
	Metales	Precio ⁵ US\$/TM
29.35	Torta de Exportación (Hierro)	90.00

3.2 Inversiones Estimadas / Períodos

Período (años)	Monto de la Inversión (US\$ miles)
2011	216,000
2012	100,000
2013	100,000
2014	100,000

3.3 Aspectos Financieros

El proyecto será financiado por SHP en su totalidad

4.0 Factores que Favorecen la Ejecución del Proyecto

- Más de 40 años de experiencia en la producción y comercialización de mineral de hierro.
- Yacimiento de mineral, con reservas probables que pueden sustentar cien años de operación.
- Acceso al puerto sólo a unos cuantos kilómetros del yacimiento y a pocos metros de las plantas de Beneficio a construir.
- Gigantesco mercado principal, la matriz: Corporación China SHOUGANG
- Precios del Hierro Crecientes

5.0 Factores que Desfavorecen la Ejecución del Proyecto

- Zona sísmica
- Nuevas Elecciones, en donde no se puede definir aún, el régimen político

⁴ Costos, Presupuestos y Planeamiento Financiero 12 de Enero del 2011: Costos de Producción de Torta de Exportación + Costos Indirectos Lima + Transferencia + Embarque.

⁵ Programa de Embarques N° 11: Promedio Precio Unitario de Torta de Exportación con 60% de contenido de Fe



- Problema de escasez de Agua

6.0 Elementos Determinantes

Elementos	Estado Situación				
	En Elaboración	Presentado	En Trámite (Evaluación)	Aprobado / Autorizado	Firmado
Estudio de Factibilidad			XXX		
Estudio de Impacto Ambiental para explotación y beneficio Minero	XXX				
Convenio de Estabilidad Jurídica				XXX	XXX
Concesión de Beneficio				XXX	XXX
Concesión de Transporte Minera y Labor General				XXX	XXX
Autorización de uso Minero Servidumbre				XXX	XXX
Contrato de Estabilidad Tributaria					
Certificado de Operación Minera				XXX	XXX
Autorización de uso de agua				XXX	XXX
Certificado de inexistencia de restos de arqueológicos				XXX	XXX
Concesión de Transmisión Eléctrica				XXX	XXX
Licencia municipal de construcción				XXX	XXX
Autorización de vertimientos					
Autorización de desbosque					



Anexo 1 Contenido de la Información Requerida

1.0 Aspectos Generales

1.1 Nombre del Proyecto

Incremento de Capacidad de Producción de las Plantas de Beneficio.

1.2 Empresa Propietaria

Shougang Hierro Peru SAA

1.3 Ubicación del Proyecto

Departamento	Provincia	Distrito
Ica	Nazca	San Juan de Marcona

1.4 Descripción del Proyecto

1.4.1 Situación Actual del Proyecto

El proyecto para incrementar la producción de las plantas de beneficio, se está ejecutando por la propia empresa SHP, estando en la etapa de construcción, la cual se lleva a cabo por contratistas locales.

Este gran proyecto comprende de las facilidades siguientes:

Ampliación de Producción de Planta Magnética, Línea 9
 Nueva Planta de Filtrado,
 Modernización de las celdas de Flotación
 Cambio de Separadores Magnéticos
 Bombeo de Agua dulce San Nicolás – Mina y
 Mitigación de polvos

En general, este proyecto está muy avanzado, y se espera que estas nuevas facilidades, empiecen a operar en Marzo del presente año a excepción del proyecto de mitigación de polvos y el del bombeo de agua dulce SN-Mina.

1.4.2 Etapas y su Estado de Avance

ETAPAS	ESTADO
PRE-INVERSION	
Título (Petitorio)	Concluido
Exploración	Concluido
Estudio de Factibilidad	90%
INVERSION	
Financiamiento	Por la empresa
Ingeniería	100%
Construcción	90%
OPERACIÓN	
Puesta en Marcha	0%



2.0 Aspectos Técnicos

2.1 Características Técnicas

Facilidades de Infraestructura	Carreteras de acceso hacia Nazca y hacia las zonas de producción, Tendido Eléctrico (220 Kv, 60Kv, 34.5Kv y 13.8 Kv) Puerto de Embarque.
Características Geográficas	Costa peruana, árida, desértica y rocosa y a una altura máxima de 800 msnm y a 14 km del litoral
Tipo de Yacimiento, Operación y Volumen de Extracción	Yacimiento a Tajo Abierto y un volumen de Extracción 20 millones de TM al año
Metales a Extraer	Mineral de Hierro, CG y FG
Reservas	En el 2007, se estimó que las reservas de mineral de hierro llegaban a 1,662 millones de TM
Escala de Producción	
Planta de Beneficio	Luego del chancado y transporte en la mina, en la Planta de beneficio se realizarán los siguientes procesos: Molienda (HPGR), concentración por medio de separación magnética y flotación en celdas, filtrado del queque para reducir la humedad y almacenado.
Recuperación Metalúrgica	65%
Leyes de Concentrado de Fe en molienda fina	67 a 68.% (actual)
Ratio de Concentración	
Capacidad de Tratamiento y Producción Anual	10 millones de TM al año

2.2 Demanda Eléctrica Prevista por el Propietario

Año	Consumo en Mw	Potencia (MW)	
		Hp	HFP
2011	6.69	6.69	6.69
2012	9.22	9.22	9.22
2013	9.22	9.22	9.22
2014	9.22	9.22	9.22
2015	9.22	9.22	9.22
2016	9.22	9.22	9.22

2.3 Indicadores Técnicos de Consumo de Electricidad

Item	TM ¹	MWh ²	KWh/TM
FG, CG, Cuarcita, Desmonte, etc	23,510,176	43,003	1.83



2.4 Fuentes de Suministro

SHOUGESA perteneciente al Sistema Interconectado Nacional

2.5 Demanda Eléctrica Proyectada

Año	GWh	MW	Probabilidad
2011	49.81	6.69	
2012	68.65	9.22	
2013	68.65	9.22	
2014	68.65	9.22	

2.6 Cronograma de Ejecución

Actividad	2011	2012	2013	2014
Estudio de Ingeniería	XXX			
Financiamiento	XXX			
Construcción	XX	XX		
Producción	X	XX	XXX	XXX

3.0 Aspectos Económicos:

3.1 Indicadores Económicos

Costo de Producción ³ US\$/TM	Cotizaciones Promedio	
	Metales	Precio ⁴ US\$/TM
29.35	Torta de Exportación (Hierro)	90.00

3.2 Inversiones Estimadas / Períodos

Período (años)	Monto de la Inversión (US\$ miles)
2011	68,000
2012	60,000
2013	60,000
2014	60,000

3.3 Aspectos Financieros

El proyecto será financiado por SHP en su totalidad

³ Costos, Presupuestos y Planeamiento Financiero 12 de Enero del 2011: Costos de Producción de Torta de Exportación + Costos Indirectos Lima + Transferencia + Embarque.

⁴ Programa de Embarques N° 11: Promedio Precio Unitario de Torta de Exportación con 60% de contenido de Fe



4.0 Factores que Favorecen la Ejecución del Proyecto

- Más de 40 años de experiencia en la producción y comercialización de mineral de hierro.
- Yacimiento de mineral, con reservas probables que pueden sustentar cien años de operación.
- Acceso al puerto sólo a unos cuantos kilómetros del yacimiento y a pocos metros de las plantas de Beneficio a construir.
- Gigantesco mercado principal, la matriz: Corporación China SHOUGANG
- Precios del Hierro Crecientes

5.0 Factores que Desfavorecen la Ejecución del Proyecto

- Zona sísmica
- Nuevas Elecciones, en donde no se puede definir aún, el régimen político
- Problema de escasez de Agua

6.0 Elementos Determinantes

Elementos	Estado Situación				
	En Elaboración	Presentado	En Trámite (Evaluación)	Aprobado / Autorizad	Firmado
Estudio de Factibilidad			XXX		
Estudio de Impacto Ambiental para explotación y beneficio Minero	XXX				
Convenio de Estabilidad Jurídica				XXX	XXX
Concesión de Beneficio				XXX	XXX
Concesión de Transporte Minera y Labor General				XXX	XXX
Autorización de uso Minero Servidumbre				XXX	XXX
Contrato de Estabilidad Tributaria					
Certificado de Operación Minera				XXX	XXX
Autorización de uso de agua				XXX	XXX
Certificado de				XXX	XXX



inexistencia de restos de arqueológicos					
Concesión de Transmisión Eléctrica				XXX	XXX
Licencia municipal de construcción				XXX	XXX
Autorización de vertimientos					
Autorización de desbosque					





XSLT-073/11

Tintaya, 05 de febrero de 2011

Señor

ING. JAIME MENDOZA GACON

Gerente de la División de Generación y Transmisión Eléctrica del OSINERGMIN

Av. Canadá 1460, San Borja

Lima.-

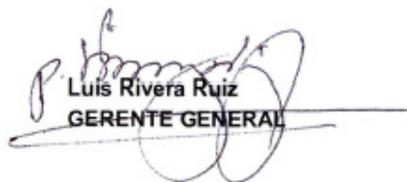
Asunto : Remite Información.
Referencia : Oficio N° 070-2011-GART
 Fijación Tarifaria de Mayo 2011.

De nuestra consideración:

Sirva la presente para expresarle un cordial saludo y, dando cumplimiento a lo dispuesto en el oficio de la referencia, hacemos llegar a su Despacho la información requerida, respecto a nuestros Proyectos Mineros, Antapaccay Expansión Tintaya y Las Bambas, tal como aparece los anexos que se adjuntan a la presente.

Sin otro particular, quedamos de usted.

Atentamente,


Luis Rivera Ruiz
GERENTE GENERAL



Xstrata Tintaya S.A.
 Av. San Martín 301
 Vallecito, Arequipa
 Perú
www.tintaya.com.pe
www.xstrata.com



2.6 Cronograma de ejecución (Referencial)

Item	Actividad	2011	2012	2013	2014
1	Estudio de Ingeniería	x	x	x	
2	Financiamiento	x	x		
3	Construcción	x	x	x	
4	Producción				

3.0 ASPECTOS ECONÓMICOS:

3.1 Indicadores Económicos

Costo de Producción (US\$/unidad)	Cotizaciones Promedio	
	Metales	Precio (US\$/unidad)
1.94 US\$/Lb	Cobre	3.30 US\$/Lb

3.2 Inversiones Estimadas/Periodos

Periodo (Años)	Monto de Inversión (US\$)
2010	170,000,000
2011	680,000,000
2012	1,600,000,000
2013	1,520,000,000
2014	230,000,000

3.3 Financiamiento:

Xstrata PLC

4.0 FACTORES QUE FAVORECEN LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO:

--

5.0 FACTORES QUE DESFAVORECEN LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO:

Conflictos sociales, inestabilidad política, riesgo país alto

6.0 ELEMENTOS DETERMINANTES

1.1 ELEMENTOS	ESTADO DE SITUACION			
	En Elaboración	1.2 Presentado	En trámite (Evaluación)	Aprobado/Autorizado
Estudio de Factibilidad.				x
Estudio de Impacto ambiental para Explotación y Beneficio minero.		x		
Convenio de estabilidad jurídica.	x			
Concesión de Beneficio.	x			
Concesión de transporte minero y Labor General.	x			
Autorización de uso minero o Servidumbre.	x			
Contrato de estabilidad Tributaria.	x			
Certificado de operación minera.	x			
Autorización de uso de Agua.	x			
Certificado de inexistencia de restos arqueológicos.	x			
Concesión de transmisión eléctrica.	NR			
Licencia municipal de construcción.	NR			
Autorización de Vertimientos.	x			
Autorización de Desbosque.	NR			

7.0 COMENTARIOS:

--



Anexo 1
Contenido de Información Requerida

1.0 ASPECTOS GENERALES:

1.1 Nombre del proyecto:

Las Bambas

1.2 Empresa propietaria:

Xstrata Tintaya SA

1.3 Ubicación del proyecto:

Departamento	Provincia	Distrito
Apurímac	Graú y Cotabambas	Challhuahuacho

1.4 Descripción del proyecto:

1.4.2 Situación actual (Estado del Proyecto)

Actualmente en la etapa previa a la construcción

1.4.3 Etapas y su estado de avance:

ETAPAS		ESTADO	
PRE-INVERSIÓN	Título (Petitorio)	Terminado	
	Exploración	Terminado	
	Estudio de Factibilidad	Terminado	
INVERSIÓN	Financiamiento	Xstrata	
	Ingeniería	Finalizada Ing Básica	
	Construcción	Condiciona	
OPERACIÓN	Puesta en marcha		2014

Condiciona: depende de obtener las autorizaciones respectivas

2.0 ASPECTOS TECNICOS:

2.1 Características Técnicas

Facilidades de infraestructura	Mina y Conc centradora
Características geográficas	Sierra
Tipo de yacimiento, operación y volumen de extracción	Tajo
Metales a extraer	Cu, Mo
Reservas	877 Mt
Escala de producción	
Planta de beneficio (Proceso)	
Recuperaciones metalúrgicas	88%
Leyes de concentrado	36%
Radio de concentración	
Capacidad de tratamiento y Producción anual	140 ktpd

2.2 Demanda eléctrica prevista por el propietario

Año	Consumo (MWh)	Potencia (MW)	
		HP	HFP

2.3 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad

Item	TM	(KWh)	(KWh/TM)
Mineral extraído			

2.4 Fuentes de suministro eléctrico

Subestación de conexión al SEIN	Cotaruse
---------------------------------	----------

2.5 Demanda Eléctrica Proyectada

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP	
2011	0	0	0	80%
2012	0	0	0	80%
2013				
2014				



Anexo 1
CONTENIDO DE INFORMACIÓN REQUERIDA

1.0 ASPECTOS GENERALES:

1.1 Nombre del Proyecto
Antapaccay Expansión Tintaya

1.2 Empresa Proponentaria
Xstrata Tintaya S.A.

1.3 Ubicación del Proyecto

Departamento	Provincia	Distrito
Cusco	Espinar	Espinar

1.4 Descripción del Proyecto:
1.5.1 Situación Actual (Estado del Proyecto)
Construcción

1.5.2 Etapas y su Estado de Avance

ETAPAS		ESTADO
PRE-INVERSIÓN	Título (Petitorio)	Otorgado
	Exploración	Terminado
	Estudio de Factibilidad	Terminado
INVERSIÓN	Financiamiento	por Xstrata
	Ingeniería	Ing Detalle 70%
	Construcción	Iniciada
OPERACIÓN	Puesta en marcha	2012

2.0 ASPECTOS TECNICOS:

2.1 Características Técnicas

Facilidades de Infraestructura	Mina y Concentradora
Características Geográficas	Sierra
Tipo de yacimiento, operación y volumen de extracción	Skarn Porfido , tajo abierto, 210 000 tpd
Metales a extraer	Principalmente Cobre, presencia de Oro y Plata
Reservas	520 Millones de Toneladas
Escala de producción	-
Planta de beneficio (Proceso)	Molienda Primaria, Sag, Bolas, Flotacion, Remolienda, Limpieza
Recuperaciones metalúrgicas	92%
Leyes de concentrado	36%
Radio de concentración	60
Capacidad de tratamiento y Producción anual	70 000 tpd mineral 133 000 tpa Cobre

2.2 Demanda Eléctrica Prevista por el Propietario

Año	Consumo (MWh)	Potencia (MW)	
		HP	FP
2011	20.940	15	15

2.3 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad

Item	Toneladas métricas (TM)	Energía (MWh)	Consumo (KWh/TM)
Mineral extraído	23,506,000	725,328	30.86

2.4 Fuentes de suministro eléctrico
Subestación Tintaya 138/220 kV - Kallpa

2.5 Demanda Eléctrica Proyectada

Año	GWh	MW	Probabilidad (%)
2011	21	15	
2012	284	90	
2013	725	90	



2.6 Cronograma de ejecución (Referencial)

Item	Actividad	2011	2012	2013	2014
1	Estudio de Ingeniería	x			
2	Financiamiento	x			
3	Construcción	x	x		
4	Producción		x		

3.0 ASPECTOS ECONÓMICOS: (Referencial)

3.1 Indicadores Económicos

Costo de Producción (US\$/unidad)		Cotizaciones Promedio	
2.11	US\$/Lb	Metales	Precio (US\$/unidad)
		Cobre	3.42 US\$/Lb

3.2 Inversiones Estimadas/Periodos

Periodo (Años)	Monto de Inversión (US\$)
2010	239 millones
2011	879 millones
2012	345 millones

3.3 Aspectos Financieros

Por determinar.

4.0 FACTORES QUE FAVORECEN LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO:

La existencia de la operación Tintaya, Antapaccay es una ampliación de la misma. No funcionaría si fuera un proyecto independiente

5.0 FACTORES QUE DESFAVORECEN LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO:

Conflictos sociales, inestabilidad política, riesgo país alto

6.0 ELEMENTOS DETERMINANTES

ELEMENTOS	ESTADO DE SITUACION				
	En Elaboración	Presentado	En trámite (Evaluación)	Aprobado/ Autorizado	Firmado
Estudio de Factibilidad.				x	
Estudio de Impacto ambiental para Explotación y Beneficio minero.				x	
Convenio de estabilidad jurídica.	x				
Concesión de Beneficio.			x		
Concesión de transporte minero y Labor General.			N/A		
Autorización de uso minero o Servidumbre.					
Contrato de estabilidad Tributaria.			x		
Certificado de operación minera.	x				
Autorización de uso de Agua.	x				
Certificado de inexistencia de restos arqueológicos.			x		
Concesión de transmisión eléctrica.	x				
Licencia municipal de construcción.			N/A		
Autorización de Vertimientos.	x				
Autorización de Desbosque.	x				

7.0 COMENTARIOS:





N° NPSAC-030/2011

Lima, 02 de Febrero del 2011

Señores
OSINERGMIN
Av. Canadá 1460 San Borja
Presente.-

Atención: Sr. Jaime Mendoza Gacon
Gerente

Ref.: Envío de Anexo 1 – información de proyectos mineros

Estimados señores,

Adjunto a la presente les hacemos llegar la información mencionada bajo referencia, cumpliendo con su requerimiento con Oficio N°0070-2011-GART del 24 de Enero del 2011.

Para cualquier consulta, sirvanse comunicarse con la Sra. Milagros Ramírez-Gastón al teléfono 511 - 612-2900 anexo 110.

Agradeciendo de antemano su gentil atención a la presente,

Atentamente,


NORSEMONT PERU S.A.C.
Catalina Vargas Torres
Gerente Administrativo



Anexo 1
CONTENIDO DE INFORMACIÓN REQUERIDA

1.0 ASPECTOS GENERALES:**1.5 Nombre del Proyecto**

Constancia

1.6 Empresa Propietaria

Norsemont Perú S.A.C.

1.7 Ubicación del Proyecto

Departamento	Provincia	Distrito
Cusco	Chumbivilcas	Chamaca, Lele

1.8 Descripción del Proyecto**1.4.4 Situación Actual (Estado del Proyecto)**

Estudio factibilidad concluido, EsIA aprobado

1.4.5 Etapas y su Estado de Avance

ETAPAS	ESTADO
PRE-INVERSIÓN	
Titulo (Petitorio)	Vigente
Exploración	Proceso
Estudio Factibilidad	Concluido
INVERSIÓN	
Financiamiento	
Ingeniería	
Construcción	Fines 2011
OPERACIÓN	
Puesta en Marcha	Ok 2014

2.0 ASPECTOS TECNICOS:**2.7 Características Técnicas**

Facilidades de Infraestructura	Existe carretera nacional cercana
Características Geográficas	Ubicada en la sierra, aprox 4,000 msnm
Tipo de Yacimiento, Operación y Volumen de Extracción	Tajo abierto
Metales a Extraer	Cu, Mo, Ag



Reservas	372 Mt
Escala de Producción	40,000 tpd
Planta de Beneficio (Proceso)	Grinding Moliente
Recuperaciones Metalúrgicas	Flotación
Leyes de Concentrado	0.39%
Radio de Concentración	22,000 hectáreas
Capacidad de Tratamiento y Producción Anual	

2.8 Demanda Eléctrica Prevista por el Propietario

Año	Consumo (MWh)	Potencia (MW)	
		HP	HFP
2014	378	66.5	66.5

2.9 Indicadores Técnicos de Consumo de Electricidad

Item	TM	MWh	KWh/TM
Mineral Extraído	371,967.100	919,800	2.472

2.10 Fuentes de Suministro Eléctrico

Sub estación Tintay 220 KV

2.11 Demanda Eléctrica Proyectada

AÑO	GWh	MW	Probabilidad (%)
2011			
2012			
2013			
2014	378.65	66.5	100%

2.12 Cronograma de Ejecución (Referencial)

ITEM	ACTIVIDAD	2011	2012	2013	2014
1	Estudio de Ingeniería	✓			
2	Financiamiento				
3	Construcción		✓	✓	
4	Producción				✓

3.0 ASPECTO ECONÓMICOS:

3.4 Indicadores Económicos



Costo de Producción	Cotizaciones Promedio	
	Metales	Precio (US\$)

3.5 Inversiones Estimadas/Periodos

Periodo (Años)	Monto de Inversión (US\$)

3.6 Aspectos Financieros

7.0 FACTORES QUE FAVORECEN LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO

Precio del Commodity

8.0 FACTORES QUE DESFAVORECEN LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO

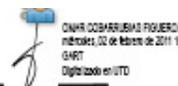
Falta de energía y transmisión (capacidad) en el Sur del Perú

9.0 ELEMENTOS DETERMINANTES.

1.5. ELEMENTOS	ESTADO DE SITUACION				
	En Elaboración	1.6. Presentado	En Trámite (Evaluac.)	Aprobado/Autorizado	Firmado
Estudio de Factibilidad					✓
Estudio de Impacto Ambiental para Explotación y Beneficio Minero.				✓	✓
Convenio de Estabilidad Jurídica.					
Concesión de Beneficio.					
Concesión de Transporte Minero y Labor General.					
Autorización de Uso Minero o Servidumbre.					
Contrato de Estabilidad Tributaria.					
Certificado de Operación Minera.					
Autorización de Uso de Agua.					
Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos.			✓		
Concesión de Transmisión Eléctrica.					
Licencia Municipal de Construcción.					
Autorización de Vertimientos.					
Autorización de Desbosque.					



GENERACION ELECTRICA DE ATOCONGO S.A.



GEA-01.029/11

Atocongo, 28 de Enero del 2,011

Señor:
Jaime Mendoza Gacon
Gerente
División de Generación y Transmisión
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART)



Asunto: Solicitud de proyección de Generación de C.T. Atocongo

REF: Oficio N° 0065-2011-GART

De mi consideración:

De acuerdo a su solicitud de la referencia, sírvase considerar a mi representada la proyección de generación eléctrica de la siguiente manera:

- AÑO 2011: 38,500 MWh.
- AÑO 2012: 34,000 MWh.
- AÑO 2013: 45,000 MWh.

Habiendo cumplido con atender a vuestro requerimiento quedamos de Uds.

Atentamente,

Ing. Jeffery Lewis Arriarán
Director Gerente General





OSINERGMIN
CARR. COBARRUEBAS FIGUEROA
N° 1001, CA. PUNTO 02, 2011 1123
SDF ENERGIA S.A.C.
Av. Né: imbetta 6815
Callao, Perú
Tel. +51 1 5770210
Fax +51 1 5770222

Callao, 02 de febrero de 2011

SDFE-GG-035-2011

Señor:
Ing. Jaime Mendoza Gacón
Gerente División de Generación y Transmisión Eléctrica
OSINERGMIN - GART
Av. Canadá 1460
San Borja

Asunto : Solicitud de Proyección de Generación de C.T. Oquendo

Referencia : Su Oficio N°0064-2011-GART

De mi mayor consideración:

Es grato dirigirme a usted para dar respuesta a su oficio de la referencia, indicándole que adjunto a la presente sírvase encontrar la proyección de la generación de la Central Térmica Oquendo para los años 2011, 2012 y 2013.

Sin otro particular nos despedimos,

Atentamente,



DANIEL WOLL RIVAS
APODERADO
SDF ENERGIA S.A.C.



**PROYECCION DE GENERACION ELECTRICA CENTRAL
TERMICA OQUENDO
AÑOS 2011-2013**

Mes	Energía (MWh)
Jan-11 (*)	20,067.22
Feb-11	18,864.38
Mar-11	10,445.57
Apr-11	19,776.84
May-11	20,508.57
Jun-11	20,211.84
Jul-11	20,508.57
Aug-11	20,508.57
Sep-11	19,834.84
Oct-11	20,885.57
Nov-11	19,834.84
Dec-11	20,450.57
Jan-12	20,508.57
Feb-12	19,538.11
Mar-12	20,508.57
Apr-12	19,834.84
May-12	20,885.57
Jun-12	19,834.84
Jul-12	20,450.57
Aug-12	10,445.57
Sep-12	20,211.84
Oct-12	20,508.57
Nov-12	19,834.84
Dec-12	20,508.57
Jan-13	20,885.57
Feb-13	18,487.38
Mar-13	20,450.57
Apr-13	20,211.84
May-13	20,508.57
Jun-13	19,834.84
Jul-13	20,508.57
Aug-13	20,885.57
Sep-13	19,834.84
Oct-13	10,445.57
Nov-13	19,776.84
Dec-13	20,508.57

(*) Valor real





7
12/01
Digitado en UTO

"AÑO DEL CENTENARIO DE MACHU PICCHU PARA EL MUNDO"

Paramonga, 03 de enero de 2011

Carta GO/009-2011

Señor:

Ing. Jaime Mendoza Gacon

Gerente de la División de Generación y Transmisión Eléctrica

OSINERGMIN-GART

Av. Canada 1460 – San Borja

Presente.

Asunto: Remisión de proyección de generación de la C.T. Paramonga

Ref: Oficio N° 0062-2011-GART

De mi consideración:

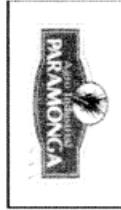
Es grato dirigirme a usted para expresarle mi saludo y a la vez, manifestarle que AIPSAA está remitiendo adjunta la información solicitada, proyección de generación eléctrica (MWh) de la Central Termoeléctrica Paramonga para los años 2011, 2012 y 2013 de acuerdo al oficio de la referencia..

Sin otro en particular, aprovecho la oportunidad para reiterarle los sentimientos de mi consideración.

Atentamente,

AGUA INDUSTRIAL PARAMONGA S.A.A.
J. Mendoza Gacon
St. Guillermo Villanueva Areano
GERENTE DE OPERACIONES





Energía Firme de la Unidad TV-01 de ALPSA (MWh) - Año 2011

Central	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Annual
Paramonga	TV-01	9,170.6	8,410.9	9,170.6	9,498.1	871.1	9,498.1	8,823.7	10,480.7	10,356.7	10,480.7	10,356.7	10,480.7	107,599
Total		9,170.6	8,410.9	9,170.6	9,498.1	871.1	9,498.1	8,823.7	10,480.7	10,356.7	10,480.7	10,356.7	10,480.7	107,599

MWh

Energía Firme de la Unidad TV-01 de ALPSA (MWh) - Año 2012

Central	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Annual
Paramonga	TV-01	9,757.8	9,060.8	9,757.8	9,409.3	9,757.8	9,409.3	9,757.8	9,757.8	9,409.3	9,757.8	9,409.3	9,755.8	115,000
Total		9,757.8	9,060.8	9,757.8	9,409.3	9,757.8	9,409.3	9,757.8	9,757.8	9,409.3	9,757.8	9,409.3	9,755.8	115,000

MWh

Energía Firme de la Unidad TV-01 de ALPSA (MWh) - Año 2013

Central	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Annual
Paramonga	TV-01	9,787.1	8,738.4	9,787.1	9,437.5	9,787.1	9,437.5	9,787.1	9,787.1	9,437.5	9,787.1	9,437.5	9,789.1	115,000
Total		9,787.1	8,738.4	9,787.1	9,437.5	9,787.1	9,437.5	9,787.1	9,787.1	9,437.5	9,787.1	9,437.5	9,789.1	115,000

MWh





Señor
Jaime Mendoza Gacon
 Gerente División de Generación y
 Transmisión Eléctrica
 OSINERGMIN
 Bernardo Monteagudo N° 222
 Magdalena.-

Febrero 04, 2011

R&M-GIMT-008-2011

Referencia: Oficio N° 0063-2011-GART

De nuestra consideración:

Es grato dirigirnos a usted para informarle que Refinería La Pampilla no ha contemplado incrementar la generación eléctrica de nuestra central termoeléctrica, para el periodo comprendido entre los años 2011, 2012 y 2013.

Sin otro particular, quedamos de ustedes.

Atentamente,

Carlos Paiva Venero
 Gerente Ingeniería y Mantenimiento

PRES	OSINERGMIN SAN ISIDRO RECIBIDO 04 FEB. 2011	GFM
GFGN		GART ✓
GG		JARU
GFHL		OTROS
GFE		OR
201100015355 15:09		
REGISTRO		HORA

Refinería La Pampilla S.A.A.



Anexo B

Costos Variables No Combustibles

A continuación se presenta el análisis de la absolución de observaciones por parte del Subcomité de Generadores del COES-SINAC con relación al Costo Variable No Combustible (CVNC) de las centrales termoeléctricas.

B.1 Empleo de Procedimientos COES

Con relación a este punto se observó al Subcomité de Generadores que el Procedimiento N° 34 del COES-SINAC fue modificado a través de la Resolución OSINERGMIN N° 214-2010-OS/CD, publicada en el diario El Peruano el 28.08.2010, estableciendo en la referida resolución que en un plazo de ciento ochenta (180) días calendarios contados a partir del día siguiente de su publicación, las empresas integrantes del COES-SINAC que no tengan aprobados los estudios de CVNC de sus unidades termoeléctricas deben actualizar sus costos de acuerdo con lo establecido en la modificación del Procedimiento N° 34; mientras que, para el resto de unidades esta actualización se realizará en los plazos en que venzan sus anteriores estudios.

En este caso en la ABSOLUCION el Subcomité de Generadores del COES-SINAC indica que ha mantenido los CVNC resultantes de aplicar los Procedimientos N° 32 y N° 34 del COES-SINAC, que fueron aprobados por el Ministerio de Energía y Minas, y que ha verificado que todavía no se tiene actualización de costos con la reciente modificación del Procedimiento N° 34.

Al respecto, se solicitó al COES-SINAC que nos alcance la información de las unidades generadoras que han actualizado su estudios de CVNC de acuerdo con lo establecido en la modificación del Procedimiento N° 34, lo cual fue respondido a través de la carta COES/D-110-2011 donde manifiesta que la única central termoeléctrica que ha actualizado su costos en base a este procedimiento es la CT Ilo 2, por lo cual corresponde ser incluida en la presente regulación, mientras que para el resto de unidades se deberá considerar los CVNC utilizados en las anteriores regulaciones.

Cabe señalar que la modificación del Procedimiento N° 34 tuvo como objetivo el mejorar y precisar las metodologías que se emplean para la determinación de los CVNC así como las fuentes de información que se emplean para el mismo, y con ello, evitar las diversas interpretaciones que realizan las generadoras al referido procedimiento. Con lo cual se corregían las deficiencias que tenía el procedimiento anterior conforme fueron observadas en las anteriores regulaciones.

En este sentido, considerando que a la fecha solo la C.T. Ilo 2 ha realizado la actualización del CVNC con la reciente modificación del Procedimiento N° 34, corresponderá actualizar su costo, mientras que de manera preliminar, para el resto de centrales se mantendrán los CVNC empleados en la regulación tarifaria de mayo de 2010, con excepción de las C.T. Ventanilla, Chilca y Santa Rosa, en cuyos casos se ha procedido a actualizar los costos de



materiales y de especialistas extranjeros mediante la aplicación de los índices WPSSOP3500 y CUUR0000SA0 del US Department of Labor, de manera concordante con los criterios utilizados en la determinación del Precio Básico de Potencia.

B.2 Actualización de CVNC

C.T. Ventanilla

En la estructura de costos que reconoce tanto mantenimientos, de acuerdo con las recomendaciones del fabricante, como costos promedio de mercado, se procedió a actualizar los costos de materiales y especialistas extranjeros mediante la aplicación de la variación del índice WPSSOP3500 (entre mayo 2004 y febrero 2011) del US Department of Labor al 31 de marzo de 2011. En este sentido, los costos variables no combustibles de la unidad Ventanilla operando en ciclo simple y en ciclo combinado, para la presente regulación, son los siguientes:

Cuadro No. B.1

Modo de operación	TG3	TG4
Ciclo Simple	4,054 US\$/MWh	4,135 US\$/MWh
Ciclo Combinado	3,003 US\$/MWh	3,063 US\$/MWh

C.T. Chilca

Dado que las unidades TG1 y TG2 de la central de la C.T. Chilca son del mismo tipo (V84.3A) que las unidades de la C.T. Ventanilla, corresponde reconocer la misma estructura de costos eficientes, a partir de los cuales se obtienen los siguientes costos variables no combustibles.

Cuadro No. B.2

Modo de operación	TG1	TG2
Valor CVNC (Ciclo Simple)	3,668 US\$/MWh	3,698 US\$/MWh

C.T. Santa Rosa

En la estructura de costos que reconoce tanto mantenimientos, de acuerdo con las recomendaciones del fabricante, como costos promedio de mercado, se procedió a actualizar los costos de materiales y especialistas extranjeros mediante la aplicación de la variación de los índices WPSSOP3500 (entre abril 2008 y febrero 2011) y CUUR0000SA0 (entre abril 2008 y febrero 2011) del US Department of Labor al 31 de marzo de 2011, respectivamente. El resultado es el siguiente:

Cuadro No. B.3

Modo de operación	UTI 5 y 6	TG7
Ciclo Simple	6,799 US\$/MWh	3,460 US\$/MWh



Cuadro No. B.4

Cálculo del CVNC de Mantenimiento para la unidad V84.3A - TG3 C.T. Ventanilla

Tipo = V84.3A Siemens
 PEfectiva = 159,2 MW TG3
 Tasa = 12% Anual

Mantenimientos	EOH
Combustor	8000
Ruta de gases calientes	24000
Mayor	48000

Fórmula **EOH = a*OBLOH + HOD + c*NAN**

Factores
 a = 1
 b = 0,068
 c = 10

EOH Horas Equivalentes Operación
 OBLOH Horas Operación carga base
 HOD Horas Operación cambios rapidos de temperatura (Horas Dinamicas equiv)
 NAN: Numero de Arranques
 b: Factor de carga punta
 a: Factor de operación carga base
 c: Factor para cada arranque

OBLOH	150	300	450	600	750	900	1 050	1 200	1 350	1 500	1 650	1 800	1 950	2 100
HOD (=b*OBLOH)	10	20	30	41	51	61	71	81	91	102	112	122	132	142
NAN	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
HO/A	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
HEO	1 660	1 820	1 980	2 141	2 301	2 461	2 621	2 781	2 941	3 102	3 262	3 422	3 582	3 742
APM	4,819	4,395	4,039	3,737	3,477	3,251	3,052	2,876	2,720	2,579	2,453	2,338	2,233	2,138
Resultados														
Total Actual (KUS\$)	4 099	4 644	5 163	5 764	6 245	7 857	8 453	9 025	9 680	10 219	10 917	11 433	11 927	13 605
Anualidad (KUS\$)	549	622	691	772	836	1 052	1 132	1 208	1 296	1 368	1 462	1 531	1 597	1 821
Energía Anual (MWh)	23 882	47 765	71 647	95 529	119 411	143 294	167 176	191 058	214 940	238 823	262 705	286 587	310 469	334 352
Mant. Unitario (Mills/KWh)	22,98	13,02	9,65	8,08	7,00	7,34	6,77	6,32	6,03	5,73	5,56	5,34	5,14	5,45
CVNC US \$/MWh	4,054													



Cuadro No. B.5

Cálculo del CVNC de Mantenimiento para la unidad V84.3A - TG4 C.T. Ventanilla

Tipo = V84.3A Siemens
 PEfectiva = 156,1 MW TG4
 Tasa = 12% Anual

Mantenimientos	EOH
Combustor	8000
Ruta de gases calientes	24000
Mayor	48000

Fórmula **EOH = a*OBLOH + HOD + c*NAN**

Factores
 a = 1
 b = 0,068
 c = 10

EOH Horas Equivalentes Operación
 OBLOH Horas Operación carga base
 HOD Horas Operación cambios rapidos de temperatura (Horas Dinamicas equiv)
 NAN: Numero de Arranques
 b: Factor de carga punta
 a: Factor de operación carga base
 c: Factor para cada arranque

OBLOH	150	300	450	600	750	900	1 050	1 200	1 350	1 500	1 650	1 800	1 950	2 100
HOD (=b*OBLOH)	10	20	30	41	51	61	71	81	91	102	112	122	132	142
NAN	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
HO/A	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
HCO	1 660	1 820	1 980	2 141	2 301	2 461	2 621	2 781	2 941	3 102	3 262	3 422	3 582	3 742
APM	4,819	4,395	4,039	3,737	3,477	3,251	3,052	2,876	2,720	2,579	2,453	2,338	2,233	2,138
Resultados														
Total Actual (KUS\$)	4 099	4 644	5 163	5 764	6 245	7 857	8 453	9 025	9 680	10 219	10 917	11 433	11 927	13 605
Anualidad (KUS\$)	549	622	691	772	836	1 052	1 132	1 208	1 296	1 368	1 462	1 531	1 597	1 821
Energía Anual (MWh)	23 415	46 830	70 245	93 661	117 076	140 491	163 906	187 321	210 736	234 152	257 567	280 982	304 397	327 812
Mant. Unitario (Mills/KWh)	23,44	13,28	9,84	8,24	7,14	7,49	6,90	6,45	6,15	5,84	5,67	5,45	5,25	5,56
CVNC US \$/MWh	4,135													



Cuadro No. B.6

Cálculo del CVNC de Mantenimiento para la unidad V84.3A - TG1 C.T. Chilca

Tipo = V84.3A Siemens
 PEfectiva = 176,0 MW TG4
 Tasa = 12% Anual

Mantenimientos	EOH
Combustor	8000
Ruta de gases calientes	24000
Mayor	48000

Fórmula **EOH = a*OBLOH + HOD + c*NAN**

Factores
 a = 1
 b = 0,068
 c = 10

EOH Horas Equivalentes Operación
 OBLOH Horas Operación carga base
 HOD Horas Operación cambios rapidos de temperatura (Horas Dinamicas equiv)
 NAN: Numero de Arranques
 b: Factor de carga punta
 a: Factor de operación carga base
 c: Factor para cada arranque

OBLOH	150	300	450	600	750	900	1 050	1 200	1 350	1 500	1 650	1 800	1 950	2 100
HOD (=b*OBLOH)	10	20	30	41	51	61	71	81	91	102	112	122	132	142
NAN	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
HO/A	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
HEO	1 660	1 820	1 980	2 141	2 301	2 461	2 621	2 781	2 941	3 102	3 262	3 422	3 582	3 742
APM	4,819	4,395	4,039	3,737	3,477	3,251	3,052	2,876	2,720	2,579	2,453	2,338	2,233	2,138

Resultados

Total Actual (KUS\$)	4 099	4 644	5 163	5 764	6 245	7 857	8 453	9 025	9 680	10 219	10 917	11 433	11 927	13 605
Anualidad (KUS\$)	549	622	691	772	836	1 052	1 132	1 208	1 296	1 368	1 462	1 531	1 597	1 821
Energía Anual (MWh)	26 394	52 788	79 182	105 576	131 970	158 364	184 758	211 152	237 546	263 940	290 334	316 728	343 122	369 516
Mant. Unitario (Mills/KWh)	20,79	11,78	8,73	7,31	6,34	6,64	6,12	5,72	5,46	5,18	5,03	4,83	4,65	4,93
CVNC US \$/MWh	3,668													



Cuadro No. B.7

Cálculo del CVNC de Mantenimiento para la unidad V84.3A - TG2 C.T. Chilca

Tipo = V84.3A Siemens
 PEfectiva = 174,5 MW TG4
 Tasa = 12% Anual

Mantenimientos	EOH
Combustor	8000
Ruta de gases calientes	24000
Mayor	48000

Fórmula **EOH = a*OBLOH + HOD + c*NAN**

Factores
 a = 1
 b = 0,068
 c = 10

EOH Horas Equivalentes Operación
 OBLOH Horas Operación carga base
 HOD Horas Operación cambios rapidos de temperatura (Horas Dinamicas equiv)
 NAN: Numero de Arranques
 b: Factor de carga punta
 a: Factor de operación carga base
 c: Factor para cada arranque

OBLOH	150	300	450	600	750	900	1 050	1 200	1 350	1 500	1 650	1 800	1 950	2 100
HOD (=b*OBLOH)	10	20	30	41	51	61	71	81	91	102	112	122	132	142
NAN	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
HO/A	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
HEO	1 660	1 820	1 980	2 141	2 301	2 461	2 621	2 781	2 941	3 102	3 262	3 422	3 582	3 742
APM	4,819	4,395	4,039	3,737	3,477	3,251	3,052	2,876	2,720	2,579	2,453	2,338	2,233	2,138
Resultados														
Total Actual (KUS\$)	4 099	4 644	5 163	5 764	6 245	7 857	8 453	9 025	9 680	10 219	10 917	11 433	11 927	13 605
Anualidad (KUS\$)	549	622	691	772	836	1 052	1 132	1 208	1 296	1 368	1 462	1 531	1 597	1 821
Energía Anual (MWh)	26 180	52 359	78 539	104 718	130 898	157 077	183 257	209 436	235 616	261 795	287 975	314 154	340 334	366 513
Mant. Unitario (Mills/KWh)	20,96	11,88	8,80	7,37	6,39	6,70	6,18	5,77	5,50	5,23	5,08	4,87	4,69	4,97
CVNC US \$/MWh	3,698													



Cuadro No. B.8

Cálculo del CVNC de Mantenimiento para la Unidad W501D5A - C.T. Santa Rosa

Tipo = W501D5A
 Potencia con Iny = 123,91 MW

NS = 150 arranques

Tasa = 12% Anual

HPM = 8 000

Mantenimientos	EOH
Combustors	8 000
Hot Gas Path	24 000
Major	48 000

Fórmula **EOH = a*(GBLOH + g*OBLOH) + b*(GPLOH + g*OPLOH) + c*NS + d*ES + e*TGH + f*TS**

Factores a = 1 c = 20 e = 0,01 g = 1,3
 b = 3 d = 400 f = 20

- GBLOH Horas de Operación a Carga Base con Combustible Gas
- OBLOH Horas de Operación a Carga Base con Combustible Diesel
- GPLOH Horas de Operación a Carga Pico con Combustible Gas
- OPLOH Horas de Operación a Carga Pico con Combustible Diesel
- NS Número de Arranques Normales
- ES Número de Arranques de Emergencia
- TGH Horas de Virador
- TS Número de Disparos

Cálculo de la HEO anuales (según escenarios de horas diarias de operación)

BLOH	150	300	450	600	750	900	1 050	1 200	1 350	1 500	1 650	1 800	1 950	2 100
GBLOH	150	300	450	600	750	900	1 050	1 200	1 350	1 500	1 650	1 800	1 950	2 100
OBLOH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLOH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GPLOH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OPLOH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NS	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
ES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TGH	8 610	8 460	8 310	8 160	8 010	7 860	7 710	7 560	7 410	7 260	7 110	6 960	6 810	6 660
TS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HO/A	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
EOH	3 236	3 385	3 533	3 682	3 830	3 979	4 127	4 276	4 424	4 573	4 721	4 870	5 018	5 167
APM	2,472	2,364	2,264	2,173	2,089	2,011	1,938	1,871	1,808	1,750	1,695	1,643	1,594	1,548
CNC Variable (Mills/kWh)	3,460													

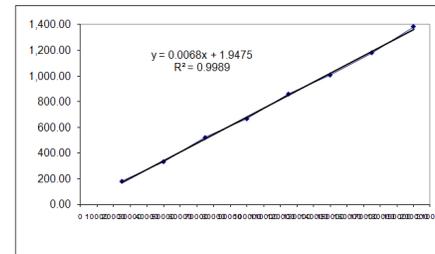
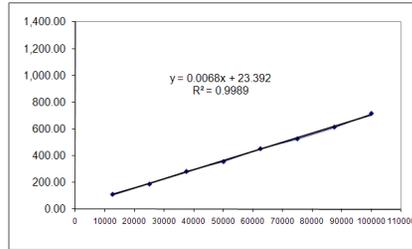


Cuadro No. B.9

COSTOS VARIABLES NO COMBUSTIBLES DE LAS UNIDADES UTI DE DEEGEL OPERACIÓN CON GAS NATURAL

Horas anuales de operación (horas)	Alternativa N° 1		Alternativa N° 2	
	Aeroderivativa 25 MW		Aeroderivativa Twin P-pack 2x25MW	
	Energía MWh/año	Anualidad Miles US \$	Energía MWh/año	Costo Miles US \$
500	12 500	113,52	25 000	182,21
1 000	25 000	189,56	50 000	334,29
1 500	37 500	283,42	75 000	522,01
2 000	50 000	356,23	100 000	667,63
2 500	62 500	452,06	125 000	859,28
3 000	75 000	525,71	150 000	1 006,58
3 500	87 500	612,43	175 000	1 190,03
4 000	100 000	713,82	200 000	1 382,81
Costo variable	6,799 US \$/MWh		6,799 US \$/MWh	

Fuente: Información remitida por CODES SINAAC en el año 2004
Se ha modificado las frecuencias de inspecciones de componente expuestas a gases de combustión
Boletín de Servicio N° 71810 Revisión A.



Horas de operación

1 500

UNA UNIDAD 25 MW

Costo Actualizado Miles US \$	Frecuencia h	19																				
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
161 181	2 145	161 181																				
30 867	2 145	0	30 867	30 867	0	30 867	30 867	0	30 867	30 867	0	30 867	30 867	0	30 867	30 867	0	30 867	30 867	0	30 867	
44 647	8 580	0	0	0	0	44 647	0	0	0	0	0	44 647	0	0	0	0	0	0	0	0	44 647	0
3 180	2 145	0	3 180	3 180	0	3 180	3 180	0	3 180	3 180	0	3 180	3 180	0	3 180	3 180	0	3 180	3 180	0	3 180	3 180
29 336	29 336	29 336																				
25 864	4 500	0	0	25 864	0	0	25 864	0	0	25 864	0	0	25 864	0	0	25 864	0	0	25 864	0	0	25 864
10 886	2 145	0	10 886	10 886	0	10 886	10 886	0	10 886	10 886	0	10 886	10 886	0	10 886	10 886	0	10 886	10 886	0	10 886	10 886
17 697	1 500	17 697																				
5 917	1 500	5 917	5 917	5 917	5 917	5 917	5 917	5 917	5 917	5 917	5 917	5 917	5 917	5 917	5 917	5 917	5 917	5 917	5 917	5 917	5 917	5 917
35 139	35 139																					
29 342	1 500	29 342	29 342	29 342	29 342	29 342	29 342	29 342	29 342	29 342	29 342	29 342	29 342	29 342	29 342	29 342	29 342	29 342	29 342	29 342	29 342	29 342
679 564	14 300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	679 564	0	0	0	0	0	0	0	0	0	679 564
314 181	22 880	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	314 181	0	0	0
5 175	1 500	5 175	5 175	5 175	5 175	5 175	5 175	5 175	5 175	5 175	5 175	5 175	5 175	5 175	5 175	5 175	5 175	5 175	5 175	5 175	5 175	5 175
12 791	1 500	12 791	12 791	12 791	12 791	12 791	12 791	12 791	12 791	12 791	12 791	12 791	12 791	12 791	12 791	12 791	12 791	12 791	12 791	12 791	12 791	12 791
10 600	3 000	0	10 600	0	10 600	0	10 600	0	10 600	0	10 600	0	10 600	0	10 600	0	10 600	0	10 600	0	10 600	0
19 254	4 000	0	0	19 254	0	19 254	0	19 254	0	19 254	0	19 254	0	19 254	0	19 254	0	19 254	0	19 254	0	19 254
9 067	6 000	0	0	9 067	0	9 067	0	9 067	0	9 067	0	9 067	0	9 067	0	9 067	0	9 067	0	9 067	0	9 067
8 831	4 500	0	0	8 831	0	8 831	0	8 831	0	8 831	0	8 831	0	8 831	0	8 831	0	8 831	0	8 831	0	8 831
8 548	1 500	8 548	8 548	8 548	8 548	8 548	8 548	8 548	8 548	8 548	8 548	8 548	8 548	8 548	8 548	8 548	8 548	8 548	8 548	8 548	8 548	8 548
30 881	10 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30 881	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30 881
41 340	1 500	41 340	41 340	41 340	41 340	41 340	41 340	41 340	41 340	41 340	41 340	41 340	41 340	41 340	41 340	41 340	41 340	41 340	41 340	41 340	41 340	41 340
819 910												819 910										
104 940	22 880	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	104 940	0	0	0
112 112																						
170 161																						
176 403	20 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	176 403	0	0	0
Costo total anual para 1ra turbina	US \$	311 327	158 646	199 994	122 780	148 046	255 242	133 994	186 967	180 741	1 725 298	167 300	245 055	148 046	510 411	180 741	606 088	103 113	235 988	167 300	730 112	
Valor actual neto de costos de cada año	US \$	277 970	126 472	142 352	78 029	84 005	129 313	60 612	75 513	65 177	555 500	48 095	62 900	33 928	104 440	33 021	98 866	15 018	30 688	19 425	75 688	
Valor actual neto de costos	US \$	2 117 011																				
Anualidad de la planta	US \$	283 423																				



Cuadro No. B.9 (continuación)

DOS UNIDADES 2x25 MW																						
Costo Miles US \$	Frecuencia h	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
		Compra cámaras de combustión	161 181	0	161 181	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reparación de cámaras	30 867	2 145	0	30 867	0	30 867	30 867	0	30 867	30 867	0	30 867	30 867	30 867	0	30 867	30 867	0	30 867	30 867	0	
Cambio ducto de transición	44 647	8 580	0	0	0	44 647	0	0	0	0	0	0	44 647	0	0	0	0	0	44 647	0	0	
Reparación ducto de transición	3 180	2 145	0	3 180	3 180	0	3 180	3 180	0	3 180	3 180	0	3 180	3 180	3 180	0	3 180	3 180	0	3 180	3 180	
Compra de manifold	29 336	0	29 336	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Reparación de manifold	25 864	4 500	0	0	25 864	0	25 864	0	25 864	0	25 864	0	25 864	0	25 864	0	25 864	0	25 864	0	0	
Cambio de álabes 1ra etapa	10 886	2 145	0	10 886	0	10 886	10 886	0	10 886	10 886	0	10 886	10 886	10 886	0	10 886	10 886	0	10 886	10 886	0	
Compra de válvula moduladora y bomba	17 697	0	17 697	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Reparación de válvula moduladora	5 917	1 500	5 917	5 917	5 917	5 917	5 917	5 917	5 917	5 917	5 917	5 917	5 917	5 917	5 917	5 917	5 917	5 917	5 917	5 917	0	
Compra de válvulas bleed	35 139	35 139	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Reparación válvulas bleed	29 342	1 500	29 342	29 342	29 342	29 342	29 342	29 342	29 342	29 342	29 342	29 342	29 342	29 342	29 342	29 342	29 342	29 342	29 342	29 342	29 342	
Mantenimiento mayor gen. gases	679 564	14 300	0	0	0	0	0	0	0	0	679 564	0	0	0	0	0	0	0	0	0	679 564	
Mantenimiento mayor turbina libre	314 181	22 880	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	314 181	0	0	0	
Cambio de pernos	5 175	1 500	5 175	5 175	5 175	5 175	5 175	5 175	5 175	5 175	5 175	5 175	5 175	5 175	5 175	5 175	5 175	5 175	5 175	5 175	0	
Cambio de termocoplas	12 791	1 500	12 791	12 791	12 791	12 791	12 791	12 791	12 791	12 791	12 791	12 791	12 791	12 791	12 791	12 791	12 791	12 791	12 791	12 791	0	
Ajuste reguladores electrónicos	10 600	3 000	0	10 600	0	10 600	0	10 600	0	10 600	0	10 600	0	10 600	0	10 600	0	10 600	0	10 600	10 600	
Cambio de arrancador	19 254	4 000	0	19 254	0	19 254	0	19 254	0	19 254	0	19 254	0	19 254	0	19 254	0	19 254	0	19 254	0	
Cambio de enfriador	9 067	6 000	0	0	9 067	0	0	0	9 067	0	0	0	9 067	0	0	0	9 067	0	0	0	9 067	
Reparación anillo, alineam y cambio de sello	6 831	4 500	0	6 831	0	6 831	0	6 831	0	6 831	0	6 831	0	6 831	0	6 831	0	6 831	0	6 831	0	
Cambio de filtros	8 548	1 500	8 548	8 548	8 548	8 548	8 548	8 548	8 548	8 548	8 548	8 548	8 548	8 548	8 548	8 548	8 548	8 548	8 548	8 548	0	
Cambio de válvula presuniadora	30 881	10 000	0	0	0	0	0	30 881	0	0	0	0	0	0	30 881	0	0	0	0	0	30 881	
Repuestos	41 340	1 500	41 340	41 340	41 340	41 340	41 340	41 340	41 340	41 340	41 340	41 340	41 340	41 340	41 340	41 340	41 340	41 340	41 340	41 340	0	
Compra generador de gases reserva	819 910	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Alquiler turbina libre (6 meses)	104 940	22 880	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	104 940	0	0	0	0	0	
Compra de herramientas especiales	112 112	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Compra rotor alternador repuesto	170 161	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Reparación rotor alternador	176 403	20 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	176 403	0	0	0	0	0	0	0	
Costo total anual para cada turbina		US \$	311 327	158 646	199 994	122 780	148 046	255 242	133 994	186 967	180 741	793 276	167 300	245 055	148 046	340 250	180 741	606 088	103 113	235 988	167 300	730 112
Costo total anual para la planta 2 turbinas		US \$	622 653	317 292	399 989	245 560	296 092	510 483	267 987	373 934	361 481	2 518 575	334 600	490 110	296 092	850 662	361 481	1 212 176	206 225	471 976	334 600	1 460 224
Valor actual neto de costos de cada año		US \$	555 940	252 943	284 704	156 058	168 011	258 627	121 224	151 026	130 354	810 914	96 189	125 799	67 857	174 062	66 041	197 732	30 036	61 376	38 849	151 377



Cuadro No. B.10
Unidades de la C.T. Ventanilla

CVNC del TG3 ciclo combinado operando con gas natural

CVNC ciclo abierto	$CVNC_{CA}$	4,054	Mills US \$/kWh
CVNC ciclo combinado	$CVNC_{CC} = (2/3) CVNC * (1/0,90)$	3,003	Mills US \$/kWh

CVNC del TG4 ciclo combinado operando con gas natural

CVNC ciclo abierto	$CVNC_{CA}$	4,135	Mills US \$/kWh
CVNC ciclo combinado	$CVNC_{CC} = (2/3) CVNC * (1/0,90)$	3,063	Mills US \$/kWh

Notas:

- 1.- Valores actualizados mediante el índice WPSSOP3500. Para ello se ha tomado como dato inicial el mes de mayo de 2004 y datos final el mes de febrero de 2011. (ver hoja WPSSOP3500).
- 2.- A la fecha (marzo 2011) el índice WPSSOP3500 esta actualizado solo hasta el mes de febrero 2011.



B.3 Información Complementaria



San Isidro, 21 de febrero de 2011

COES/D-110-2011

Ingeniero
Jaime Mendoza Gacón
 Gerente División de Generación y
 Transmisión Eléctrica
OSINERGMIN
 Presente.-

Asunto : **ENVÍO DE INFORMACIÓN DE COSTOS VARIABLES NO COMBUSTIBLES**

Ref. : Oficio N° 0126-2011-GART recibido el 15.02.2011

De mi consideración:

Me dirijo a usted en atención a su oficio de la referencia, mediante el cual nos solicita información de las unidades termoeléctricas que a la fecha hayan actualizados sus Costos Variables No Combustibles (CVNC), conforme el Procedimiento Técnico N° 34 "Determinación de Costos de Mantenimientos de las Unidades Termoeléctricas del COES", que fue modificado a través de la Resolución OSINERGMIN N° 214-2010-OS/CD el 28 de agosto de 2010.

Al respecto, le comunicamos que a partir de la fecha de la referida modificación solamente se ha aprobado la actualización del CVNC de la Central Térmica Ilo2 (TV21), cuyo informe sustentatorio y carta de aprobación respectiva le adjuntamos en medio magnético.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo.

Atentamente,

Ing. JAIME GUERRA MONTES DE OCA
 DIRECTOR EJECUTIVO (e)
 COES





San Isidro, 30 de noviembre de 2010

COES/D-DO-1043-2010

Ingeniero
Rafael Flores Chacón
Gerente Comercial
ENERSUR
Presente.-

Asunto : **DETERMINACIÓN DE COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE
DE LA CT ILO21**

Referencia : Carta ENR/661-2010 recibida el 23.11.2010

De mi consideración:

Me dirijo a usted por encargo del Director Ejecutivo, para comunicarle que luego de la revisión del Informe Final del Estudio de Determinación del Costo Variable No Combustible de la CT Ilo 21, que incluye el levantamiento de las observaciones planteadas por el COES, se concluye que ENERSUR ha cumplido con los requisitos establecidos en los Procedimientos N° 32 y N° 34 del COES.

Por lo tanto, el referido informe y sus resultados han sido aprobados, conforme se detalla en el cuadro N° 1.

Cuadro N° 1: Costo Variable No Combustible de la CT Ilo21

Grupo	CVONC (US\$/MWh)	CVM (US\$/MWh)	CVNC (US\$/MWh)
CT ILO 21	0,2098	1,9978	2,1876

Los valores consignados serán válidos a partir de las 00:00 horas del día 01 de diciembre de 2010.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo.

Atentamente,



.....
ing. JUAN CARLOS PINO GAVINO
DIRECTOR DE OPERACIONES (e)
COES

GS/EE
C.c.: D, DP, SPR, SCO, SEV, STR.
HT 3895



Anexo C

Precio del Gas Natural: Aplicación del Decreto Supremo N° 016-2000-EM

A continuación se presenta el análisis del precio del gas natural para la aplicación del literal c) del Artículo 124° del Reglamento⁴¹.

C.1 Precio del Gas Natural para Centrales Termoeléctricas con Gas de Camisea

Absolución de observaciones

Con relación a este punto, se observó al Subcomité de Generadores del COES-SINAC que el precio de boca de pozo propuesto para la C.T. Las Flores no se ha actualizado como al resto de centrales que utilizan el gas de Camisea y que se ha incluido tarifas de transporte y distribución de gas natural diferentes a los valores regulados por OSINERGMIN. Asimismo, en la ABSOLUCION se manifiesta que estos precios corresponden al contrato de suministro que tiene esta central con la empresa CALIDDA. No obstante lo señalado por el Subcomité, cabe indicar que los precios de gas natural que se emplean para la determinación de los Precios en Barra son los que se determinan conforme a lo dispuesto por el Artículo 124° del Reglamento, por lo cual no corresponderá aplicar los precios propuestos en la ABSOLUCION.

Por otro lado, en la ABSOLUCION el Subcomité de Generadores del COES-SINAC incluye el factor de tipo de contrato (firme – interrumpible) que propone aplicar a las tarifas de transporte y distribución de gas natural de la C.T. Santa Rosa, pero no presenta el sustento respectivo de qué implica este factor, así como la forma en que se establece el valor del mismo, tanto para esta central como para el resto de centrales. En este sentido, al no tener el sustento necesario para su evaluación, no corresponderá aplicar este factor en el cálculo de los precios de gas natural.

Actualización de precios

Conforme a lo dispuesto en el Artículo 6° del Decreto Supremo N° 016-2000-EM⁴², para efectos de la determinación de los Precios en Barra de energía, de acuerdo con lo dispuesto por el Artículo 124° del Reglamento, tratándose de centrales termoeléctricas que utilicen gas natural de Camisea como combustible, se obtendrán sus costos variables tomando el precio del gas natural, definido como la suma de:

⁴¹ **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:

....

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 tomarán los precios del mercado interno, teniendo como límite los precios que publique una entidad especializada de reconocida solvencia en el ámbito internacional.

⁴² Modificado por los Decretos Supremos N° 034-2001-EM, 055-2002-EM y 014-2006-EM.



- i) El precio del gas natural en boca de pozo, que corresponde al valor efectivamente pagado por el generador al productor; el cual no podrá ser superior al precio máximo definido en los contratos entre el productor de gas natural y el Estado;
- ii) El 90% de la tarifa del transporte de gas natural desde la boca de pozo hasta el City Gate o en su defecto hasta la central, considerando un factor de utilización de transporte de 1,0; y,
- iii) El 90% de la tarifa de distribución de gas natural desde el City Gate hasta la central, si corresponde, considerando un factor de utilización de transporte de 1,0.

Al respecto, para el caso de las unidades termoeléctricas de Ventanilla, Santa Rosa, Kallpa, Chilca 1, Las Flores, Pisco (Ex TG Mollendo) e Independencia (Ex Calana) se ha procedido a verificar los factores de actualización del precio en boca de pozo y los cargos por transporte y distribución contenidos en el ESTUDIO, concluyéndose en lo siguiente:

- **El precio efectivamente pagado por el generador al productor:** Se ha considerado que el precio efectivamente pagado corresponde al precio declarado por el productor de gas natural de Camisea como aplicable para el año 2011.

Adicionalmente, de acuerdo a lo reportado por la empresa concesionaria de la distribución de gas natural en Lima y Callao⁴³, Pluspetrol le informa que el precio de gas natural en boca de pozo aplicable el año 2011 para los generadores eléctricos es de 1,6494 US\$/MMBtu.

De lo anterior se desprende que el precio efectivamente pagado, para efectos de la aplicación del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, es aquél que considera el factor de reajuste correspondiente con la información al 31 de enero de 2011 y que no represente un incremento superior al 5% del último valor vigente del periodo de ajuste inmediatamente anterior, según los contratos vigentes, es decir el factor de ajuste aplicable es 1,6494.

- **El factor de actualización del precio en boca de pozo del contrato entre el productor y el Estado:** De acuerdo con lo establecido en el literal c) de la Quinta Modificación del Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 88:

“Durante los primeros 6 años contados a partir del 01.01.2007, la aplicación del Factor de Actualización determinado en el literal b), no representará un incremento acumulado anual en el Precio Realizado máximo superior al 5%...”.

Aplicando este párrafo, el Factor de Actualización a considerarse para el año 2011 es 1,6697.

- **El factor de actualización de la tarifa de transporte y distribución:** De acuerdo con el Artículo 2° de la Resolución OSINERG N° 086-2010-



⁴³ Carta de Pluspetrol PPC-COM-11-046, del 24 de enero del 2011, la cual se adjunta en el apartado C.4.

OS/CD, para la determinación del factor de actualización FA1 se debe considerar el cociente de los valores del índice PPI WPSSOP3500, correspondientes al último publicado al primero de marzo de cada año y al del año en el que se ofertó el Costo del Servicio. En este sentido, se actualizó este factor con el valor de PPI a enero de 2011.

Así mismo conforme al Artículo 4° del Decreto Supremo N° 048-2008-EM, que fue modificado por el Decreto Supremo N° 082-2009-EM que fue publicado el 21 de noviembre de 2009, se está considerando que no se aplicará a los generadores la Tarifa Única de Distribución, hasta el 01 de enero 2014, y que sólo se aplicarán las Tarifas de Red Principal de Transporte y/o Distribución de gas natural que venían pagando a la fecha de la modificación de este artículo; mientras que, en el caso de las centrales que entraron en forma posterior a esta fecha se aplicarán las Tarifas de Red Principal de Transporte y Distribución de gas natural.

Complementariamente, se debe manifestar que si bien en el caso de las centrales que se hallan operando con gas natural es razonable considerar el poder calorífico superior resultado de análisis de laboratorio (para determinar el precio del transporte y la distribución), en el caso de aquellas centrales que aún no inician su operación o que no hayan adjuntado la información correspondiente, la mejor información sobre este parámetro la constituye aquella que provee el productor; en este sentido, para estos casos se ha considerado lo informado por Pluspetrol.

Como resultado de estos criterios, se obtienen los precios del gas natural para aplicación del Artículo 124° del Reglamento, considerando para ello lo dispuesto en el Artículo 6° del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, conforme se muestra en el Cuadro No. C.1 adjunto.



CUADRO No. C.1
Precio del Gas Natural para Tarifas en Barra

DESCRIPCION	UNIDAD	Ventanilla	Santa Rosa 1	Santa Rosa 2	Chilca	Kallpa	Pisco	Independencia	Las Flores	Ternochilca	Fenix
Precio Boca de pozo	US\$/MMBTU	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Factor A. Por Cantidad Diaria Contractual (1)		0,9600	0,9600	0,9600	0,9600	0,9600	0,9700	0,9990	1,0000	0,9600	0,9600
Factor B. Por Take or Pay (2)		0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	1,0000	0,9000	0,9700
Factor por descuento promocional (3)		0,9500	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Precio Boca de Pozo	US\$/MMBTU	0,8664	0,9120	0,9120	0,9120	0,9120	0,9215	0,9491	1,0000	0,9504	0,9312
Factor de Actualización (Ene-2011)(4)		1,6494	1,6494	1,6494	1,6494	1,6494	1,5199	1,5654	1,6494	1,6494	1,6494
Precio Boca de Pozo actualizado (contrato Generador - Productor)	US\$/MMBTU	1,4290	1,5043	1,5043	1,5043	1,5043	1,5199	1,5654	1,6494	1,6494	1,5359
Precio Boca de Pozo actualizado (contrato Estado - Productor) - 2011	US\$/MMBTU	1,6697	1,6697	1,6697	1,6697	1,6697	1,6697	1,6697	1,6697	1,6697	1,6697
Precio Boca de Pozo actualizado	US\$/MMBTU	1,4290	1,5043	1,5043	1,5043	1,5043	1,5199	1,5654	1,6494	1,6494	1,5359
Precio Base Red Principal de Transporte (OSINERG)	US\$/millar m3	31,4384									
Factor por adelanto del GRP		0,93507	0,93507	0,93507	0,93507	0,93507	0,93507	0,93507	0,93507	0,93507	0,93507
Factor de ajuste al transporte (PPla / PPIO)		1,1716	1,1716	1,1716	1,1716	1,1716	1,1716	1,1716	1,1716	1,1716	1,1716
PPIO (Ene-2003)		149,8	149,8	149,8	149,8	149,8	149,8	149,8	149,8	149,8	149,8
PPla (Ene-2011)		175,5	175,5	175,5	175,5	175,5	175,5	175,5	175,5	175,5	175,5
Precio Red Principal de Transporte (OSINERG)	US\$/millar m3	34,4405	34,4405	34,4405	34,4405	34,4405	34,4405	34,4405	34,4405	34,4405	34,4405
Factor de conversión	Pc/m3	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467
Poder Calorífico Superior (5)	MBTU/PC	1,08650	1,08070	1,08135	1,08034	1,08099	1,15741	1,08200	1,07894	1,15741	1,08200
Factor de descuento (solo para tarifas)		0,9000	0,9000	0,9000	0,9000	0,9000	0,9000	0,9000	0,9000	0,9000	0,9000
Precio Transporte	US\$/MMBTU	0,8078	0,8122	0,8117	0,8125	0,8120	0,7583	0,8112	0,8135	0,7583	0,8112
Precio Base Red Principal de Distribución (OSINERG)	US\$/millar m3	5,1755	5,1755	5,1755					5,1755	5,1755	5,1755
Factor por adelanto del GRP		0,92685	0,92685	0,92685					0,92685	0,92685	0,92685
Factor de ajuste al transporte (PPla / PPIO)		1,1716	1,1716	1,1716					1,1716	1,1716	1,1716
PPIO (Ene-2003)		149,8	149,8	149,8					149,8	149,8	149,8
PPla (Ene-2011)		175,5	175,5	175,5					175,5	175,5	175,5
Precio Red Principal de Distribución (OSINERG)	US\$/millar m3	5,6199	5,6199	5,6199					5,6199	5,6199	5,6199
Factor de conversión	Pc/m3	35,31467	35,31467	35,31467					35,31467	35,31467	35,31467
Poder Calorífico Superior (5)	MBTU/PC	1,08650	1,08070	1,08135					1,07894	1,15741	1,08200
Factor de descuento (solo para tarifas)		0,9000	0,9000	0,9000					0,9000	0,9000	0,9000
Precio Distribución	US\$/MMBTU	0,1318	0,1325	0,1324	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,1327	0,1237	0,1324
PRECIO TOTAL (Boca de pozo + Transmisión + Distribución)	US\$/MMBTU	2,3686	2,4490	2,4484	2,3168	2,3163	2,2782	2,3766	2,5956	2,4496	2,4795

(1), (2), (3), (4) datos declarados por Pluspetrol en carta PPC-COIL-11-046 del 24.01.11

(5) los poderes caloríficos superiores corresponde a los informados por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC.



C.2 Precio del Gas Natural para C.T. Aguaytía y C.T. Malacas

Conforme a lo dispuesto en el Artículo 6° del Decreto Supremo N° 016-2000-EM⁴⁴, para efectos de la determinación del Precio en Barra de energía, de acuerdo con lo dispuesto por el Artículo 124° del Reglamento, tratándose de centrales termoeléctricas que no utilicen gas natural de Camisea como combustible, se obtendrán sus costos variables tomando el precio único que se obtenga como resultado del Procedimiento N° 31 C del COES-SINAC, teniendo como límite superior aquél que resulte del procedimiento que establezca OSINERGMIN.

Al respecto, OSINERGMIN aprobó, mediante Resolución OSINERG N° 108-2006-OS/CD, el "Procedimiento para la Determinación del Precio Límite Superior del Gas Natural para el Cálculo de las Tarifas en Barra", de cuya aplicación se obtiene como precio límite superior el valor de 2,3438 US\$/MMBtu.

Finalmente, como resultado de la aplicación del antes mencionado Procedimiento N° 31 C, los precios de gas natural declarados en junio de 2010 para las unidades de Aguaytía, Malacas TG1-TG2 y Malacas TG4 fueron de 2,600 US\$/MMBtu y 7,9680 US\$/MMBtu y 5,0200 US\$/MMBtu, respectivamente. Dichos precios, debidamente actualizados con información al 31 de marzo de 2011, resultan en 2,6000 US\$/MMBtu, 8,3663 US\$/MMBtu y 5,1204 US\$/MMBtu; los cuales al ser comparados con el precio límite de 2,3438 US\$/MMBtu, permiten concluir que los precios de gas natural, a utilizarse en la fijación de Precios en Barra, para las unidades de Aguaytía, Malacas TG1-TG2 y Malacas TG4 será el precio límite (2,3438 US\$/MMBtu).

⁴⁴ Modificado por los Decretos Supremos N° 034-2001-EM, 055-2002-EM y 014-2006-EM.

Artículo 6°.- Para efectos de la determinación de la tarifa en barra de la energía y para los fines de lo dispuesto en el inciso c) del artículo 124° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, se tendrá en cuenta lo siguiente:

1. Tratándose de centrales termoeléctricas que utilicen gas natural como combustible, cuya explotación se derive de Contratos de Licencia o Servicios que hayan sido adjudicados según modalidades establecidas en el 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 Decreto Supremo NQ 059-96-PCM y sus normas complementarias, OSINERG obtendrá los costos variables tomando el precio del gas natural, definido como la suma de:

- i) El precio del gas natural en boca de pozo, que corresponde al valor efectivamente pagado por el generador al productor; el cual no podrá ser superior al precio máximo definido en los contratos entre el. productos de gas natural y el Estado;
 - ii) El 90% de la tarifa de transporte de gas natural desde boca de pozo hasta el City Gate o en su defecto hasta la central, considerando un factor de utilización del transporte de 1.0;y,
 - iii) El 90% de la tarifa de distribución de gas natural desde el City Gate hasta la central, si corresponde, considerando un factor de utilización de la distribución de 1.0.
2. En todos los otros casos de centrales termoeléctricas que utilicen gas natural como combustible, el OSINERG obtendrá los costos variables tomando el precio del gas natural igual al precio único obtenido conforme al artículo 5° del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, teniendo como precio límite superior lo indicado en el numeral 1 precedente, conforme al procedimiento que establezca OSINERG.



Cuadro No. C.2
Precio del Gas Natural con Límite Superior

Centrales de Generación	Precio Gas Natural (US\$/MMBTU)
C.T. Ventanilla	2,3686
C.T. Santa Rosa 1	2,4490
C.T. Santa Rosa 2	2,4484
C.T. Chilca	2,3168
C.T. Kallpa	2,3163
C.T. Las Flores	2,5956
C.T. Pisco	2,2782
C.T. Independencia	2,3766
C.T. Aguaytía	2,3438
TG1 y TG2 de C.T. Malacas	2,3438
TGN4 de C.T. Malacas	2,3438



C.3 Documentos Anexos



PPC-COM-11-046

Pluspetrol Perú Corporation S.A.
 Av. República de Panamá 3055 Piso 8 - San Isidro
 Lima - Perú
 Telf.: (51-1) 411-7100
 Fax : (51-1) 411-7142

San Isidro, 24 de Enero de 2011

Señores
OSINERGMIN
 Av. Canadá N° 1460
 San Borja.-

Atn.: Jaime Mendoza Gacon
 Gerente División de Generación y Transmisión Eléctrica



De nuestra consideración:

Tenemos el agrado de dirigirnos a ustedes en respuesta a su Oficio N° 0061-2011-GART, en el cual nos comunican que se encuentran realizando el estudio de generación de electricidad para la fijación de tarifas eléctricas y la vez nos solicitan la información relativa al gas natural de Camisea

Al respecto cumplimos en brindarle la información solicitada:

1) El rango del poder calorífico superior especificado en los Contratos de Suministro de Gas Natural se encuentra entre 988 BTU/PC y 1,157 BTU/PC.

2) Precio Base: 1.00 USD/MMBTU

Factor de Ajuste = $0.6 (WPS1191i / WPS11910) + 0.4 * (WPU05i / WPU050)$

- Si el Factor de Ajuste resulta ser menor que uno (1), dicho Factor se igualará a uno (1).
- Precio del Gas Natural Final = Precio Base x Factor de Ajuste x Factor A x Factor B.

WPS1191i: Promedio aritmético del Índice Oil Field and Gas Field Machinery, publicado por el U.S. Department of Labor (Bureau of Labor Statistics) para los doce (12) meses anteriores al 1ro de diciembre del año calendario inmediato anterior al Año Contractual para el que se determina el Precio.

WPS11910: Promedio aritmético del Índice Oil Field and Gas Field Machinery, publicado por el U.S. Department of Labor (Bureau of Labor Statistics) para los 12 meses anteriores a la Fecha de Suscripción del Contrato de Licencia para la explotación de Hidrocarburos del Lote 88 (Diciembre 1999 a Noviembre 2000).

WPU05i: Promedio aritmético del Índice Fuels and Related Products and Power, publicado por el U.S. Department of Labor (Bureau of Labor Statistics) para los doce (12) meses anteriores al 1ro de diciembre del año calendario inmediato anterior al Año Contractual para el que se determina el Precio.

WPU050: Promedio aritmético del Índice Fuels and Related Products and Power, publicado por el U.S. Department of Labor (Bureau of Labor Statistics) para los 12 meses anteriores a



**Pluspetrol Perú Corporation S.A.**

Av. República de Panamá 3055 Piso 8 - San Isidro

Lima - Perú

Telf.: (51-1) 411-7100

Fax: (51-1) 411-7142

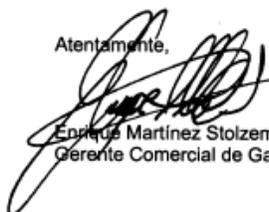
la Fecha de Suscripción del Contrato de Licencia para la explotación de Hidrocarburos del Lote 88 (Diciembre 1999 a Noviembre 2000)

De acuerdo a lo establecido en el literal c) del numeral 8.4.4.1 del Contrato de Licencia del Lote 88, se desprende que hasta el 31 de Diciembre de 2012, la aplicación del Factor de Ajuste, no representará un incremento acumulado anual en el precio superior al 5%. Durante los 5 años subsiguientes el incremento acumulado anual en el precio no superará el 7%

La información solicitada para cada empresa de generación se encuentra adjunta en el anexo.

3) Actualmente no hemos recibido ninguna solicitud de suministro de gas para generación de energía.

Atentamente,



Enrique Martínez Stolzembach
Gerente Comercial de Gas Natural





Pluspetrol Perú Corporation S.A.
 Av. República de Panamá 3055 Piso 8 - San Isidro
 Lima - Perú
 Telf.: (51-1) 411-7100
 Fax : (51-1) 411-7142

ANEXO
 INFORMACIÓN CONTRACTUAL - CLIENTES GENERADORES DE ENERGÍA

Cliente	Energur		Kallpa		Egasa	Egesur	SDF Energía	Duke Energy	Termochilca **	Fenix Power**
	Edegel	Tres Turbinas	Ciclo Combinado*	Tres Turbinas						
CDC (Mm3/día)	2,200.00	1,825.00	50.00	2,000.00	285.37	35.00	200.00	1,268.60	1,275.00	2,380.00
CDM (Mm3/día)	3,901.00	3,650.00	100.00	3,800.00	570.74	130.00	400.00		1,275.00	2,380.00
TOP (% de la CDC)	100	100	100	100	100	100	100		70	90
Precio Ajustado 2011	1.6494	1.6494	1.6494	1.6494	1.6494	1.6494	1.6494	1.6494	1.6494	1.6494
Factor A	0.96	0.96		0.96	0.97	0.999	0.9759			
Factor B	0.95	0.95		0.95	0.95	0.95	0.95			
Otros descuentos	5%									
Precio Final	1.4290	1.5043		1.5043	1.5199	1.5654	1.5292	1.6494		

El Contrato de Suministro con Duke Energy es interrumpible

El 5% de descuento para Edegel sólo aplica hasta completar el volumen equivalente a la CDC

Los volúmenes de los ciclos combinados de Energur y Kallpa son adicionales al de las turbinas

* Aún fuera de operación

** Clientes que no han realizado la primera nominación



Ene-11

Factores de Actualización del Precio del Gas Natural en Boca de Pozo

CASO GENERAL: CONTRATO DE LICENCIA DE EXPLOTACIÓN

$$FA = 0,60 * \frac{Ind1_i}{Ind1_0} + 0,40 * \frac{Ind2_i}{Ind2_0} \quad (1)$$

Donde:

Ind1 = Promedio aritmético del índice Oil Field and Gas Field Machinery (WPS1191), publicado por el Department of Labor - USA
 Ind2 = Promedio aritmético del índice Fuel and related products and power (WPU 05), publicado por el Department of Labor - USA

Periodo Base (0)	Indices	
	Ind1 ₀	Ind2 ₀
Dic 1999 - Nov 2000	128,00	101,08

Periodo Móvil (i)	Indices	
	Ind1 _i	Ind2 _i
Dic 2009 - Nov 2010	200,68	184,21

Calculado al	Factor de Ajuste del Año Anterior (2)	Factor de Ajuste Calculado
01-Ene-11	1,5709	1,6697

(2) Factor de Ajuste reportado por Pluspetrol en su comunicación PPC-COM-10-058 del 08 de febrero de 2010

(3) Según la quinta modificación al contrato de licencia literal c) párrafo 2 durante los primeros 6 años contados a partir del 01.01.2007, la aplicación del factor de ajuste determinado en el literal b) no representará un incremento acumulado anual en el Precio máximo realizado superior mayor al 5%.

CASOS PARTICULARES: CONTRATOS DE SUMINISTRO RESPECTIVOS

GENERADORES ELÉCTRICOS

CASO : GENERADORES ELECTRICOS

Periodo Base (0)	Indices	
	Ind1 ₀	Ind2 ₀
Dic 1999 - Nov 2000	128,00	101,08

Periodo Móvil (i)	Indices	
	Ind1 _i	Ind2 _i
Dic 2009 - Nov 2010	200,68	184,21

Calculado al	Factor de Ajuste del Año Anterior	Factor de Ajuste (4)	Factor de Ajuste Aplicable (5)
01-Ene-11	1,5709	1,6697	1,6494

1,6494

(4) Factor de Ajuste reportado por Pluspetrol en su comunicación PPC-COM-10-058 del 08 de febrero de 2010

(5) A partir del 01 de enero de 2007 y hasta el 01 de enero del 2013, la aplicación del factor de Ajuste, no representará un incremento superior al 5% con respecto al último valor vigente del periodo de ajuste inmediatamente anterior.

CASO : CALIDDA (APLICABLE A LOS CLIENTES REGULADOS)

Calculado al	Factor de Ajuste	Factor de Ajuste Aplicable
01-Ene-11	1,6697	1,5706

Mediante carta número GCMCH/84002936 de fecha 29 de diciembre de 2008, el Concesionario de Distribución de Gas Natural en Lima y Callao (CALIDDA) comunicó a OSINERG que a partir del 01 de Enero de 2009 el precio de gas natural en boca de pozo para los consumidores generadores eléctricos y no generadores eléctricos (a excepción de los consumidores de GNV) se incrementará e 5%, resultando en 1,5834 US\$/MMBTU y 2,5642 US\$/MMBTU respectivamente.

Nota: Valores calculados en base a la información disponible a la fecha.
 Nuestros cálculos deben ser tomados únicamente como referencia.



Anexo D

Plan de Obras de Generación y Transmisión

D.1 Plan de Obras de Generación

OSINERGMIN reitera su posición de que el plan de obras debe contemplar un programa eficiente de centrales para entrar en servicio en el periodo de estudio, de modo que se mantenga el equilibrio entre la oferta y la demanda del sistema.

Cabe señalar que sobre este punto, en la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores indica que *“considerando que el horizonte del Estudio es hasta abril del año 2013, el programa de obras factibles de entrar en operación se basa principalmente en la evaluación del grado de avance de la ejecución de los proyectos.*

La ejecución de un proyecto de generación no se puede sub-declarar consistentemente por cuanto la información de desarrollo de los proyectos tales como la obtención de derechos de agua, de estudios ambientales, de factibilidad operativa, de obtención de concesiones y autorizaciones, la obtención de financiamiento es información de dominio público. En vista que el programa de obras de generación contiene primordialmente proyectos termoeléctricos y la mayoría de estos en base a Gas Natural, además de la información antes mencionada se ha verificado la existencia o factibilidad de contratos de suministro y transporte de Gas Natural.”

Al respecto, el horizonte de estudio para la evaluación de los proyectos de generación debe corresponder al período enero 2011 a diciembre 2013, y no como manifiesta el Subcomité de Generadores hasta abril 2013, debido a que por un tema de representación en el modelo PERSEO del sistema eléctrico peruano, y en especial de sus cuencas hidrológicas, es necesario representar años enteros (enero a diciembre) para reflejar los meses de estiaje y avenida que se presentan en el país.

Asimismo, con respecto al comentario del Subcomité de Generadores que los proyectos de generación no pueden ser sub declarados, se debe señalar que, a pesar que se tiene información de los proyectos que son de dominio público, se tiene que cada agente toma sus decisiones de expansión según su propia estrategia empresarial, razón por la cual estos mantienen en reserva información estratégica relacionada con sus proyectos de ampliación de oferta a fin de no afectar su ventaja competitiva en el mercado. Por esta razón, conforme se le ha manifestado en las observaciones alcanzadas a la propuesta del Subcomité de Generadores, no estamos de acuerdo con que los proyectos de generación sean tomados en base únicamente a las declaraciones o informaciones que entreguen las partes interesadas, lo cual a nuestro criterio es insuficiente.



Más bien es indispensable que, en la evaluación de los proyectos de generación, se efectúe un análisis crítico de la información alcanzada por las empresas, así como la alcanzada por otros medios con lo que se pueda determinar un plan de obras de generación factible de ingresar y que a su vez esté perfectamente adaptado a la demanda; es decir, que si la demanda crece debe existir la oferta necesaria y eficiente para cubrir dicho incremento.

En este sentido, de acuerdo con lo manifestado en los párrafos anteriores, se ha procedido a evaluar los posibles proyectos que podrían ser factibles de ingresar en el periodo de la presente regulación⁴⁵.

C.T. El Faro de SHOUGANG PERU

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores indica que no considera la segunda y tercera etapa del proyecto El Faro de la empresa Shougang Generación Eléctrica S.A.A., que consiste en operar con gas natural en ciclo simple y luego en ciclo combinado, debido a que no han recibido información sobre los avances del proyecto, la empresa no tiene contrato de suministro y transporte de gas natural y no ha iniciado trámites para la obtención de la autorización de generación con el Ministerio de Energía y Minas.

Al respecto, de acuerdo con la información alcanzada por la empresa Shougang Generación Eléctrica S.A.A., a través de la carta SGO2011-0115 de fecha 07.02.2011, ésta manifiesta que ha concluido el estudio de factibilidad del proyecto, que además ha obtenido el Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos (CIRA) y que adicionalmente viene desarrollando los talleres informativos para la aprobación de su Estudio de Impacto Ambiental (EIA), por lo cual a la fecha no ha iniciado trámite para la obtención de su Autorización de Generación. Asimismo, agrega que la fecha estimada para el ingreso del proyecto como ciclo simple es el año 2015, y como ciclo combinado para el año 2016, no haciendo mención de la operación con combustible diesel.

En ese sentido, de acuerdo con lo explicado en los párrafos anteriores no se considera factible el ingreso del proyecto C.T. El Faro con gas natural en el horizonte de la presente fijación de Precios en Barra, por lo que no se incluirá en el Plan de Obras de la presente regulación.

Ciclo Combinado de la C.T. Chilca 1

El Subcomité de Generadores en su ABSOLUCIÓN indica que la empresa Enersur S.A., con carta N° ENR/010-2011 de fecha 10 de enero de 2011, ha informado que el proyecto de conversión a ciclo combinado de la C.T. Chilca 1, tiene previsto su ingreso en agosto 2013, pero no lo incluye en el plan de obras debido que considera que el horizonte de análisis del presente estudio comprende mayo 2011 – abril 2013.

Al respecto, la empresa Enersur S.A. alcanzó información adicional del proyecto, a través de la carta s/n del 09.02.2011, donde confirma con su cronograma de conversión a ciclo combinado, que el proyecto culminará en



⁴⁵ De acuerdo con el criterio de optimización del Modelo PERSEO, este horizonte debe corresponder hasta el mes de diciembre del año 2013, a fin de que sea congruente con la representación de la demanda de energía eléctrica que se considera hasta el referido mes.

agosto 2013, por lo cual tomando en cuenta que el horizonte de estudio es hasta diciembre 2013, y no abril 2013 como menciona el Subcomité de Generadores en su ABSOLUCIÓN, se considera factible el ingreso de proyecto en el horizonte de la presente regulación de Precios en Barra.

Central Térmica de Reserva de Electroperú S.A.

El Subcomité de Generadores en su ABSOLUCIÓN indica que la empresa Electroperú S.A. tiene prevista la implementación de una central de reserva en la zona de Lima de 200 MW, para el último trimestre del año 2013, pero no la incluye en el plan de obras debido que considera que el horizonte de análisis del presente estudio comprende mayo 2011 – abril 2013.

Al respecto, en la misma información reportada por la empresa en los folios 187 y 188 del ESTUDIO, se entiende que este proyecto se encuentra en evaluación y que recién se iniciará el Estudio de Factibilidad, por lo que el desarrollo del mismo pudiese originar retrasos que no le permitan cumplir con ingresar en la fecha prevista; en este sentido, no se considera factible el ingreso de proyecto en el horizonte de la presente regulación de Precios en Barra.

Reserva Fría de Generación

El Subcomité de Generadores en su ABSOLUCIÓN indica que las empresas Enersur S.A. y EEPSA han informado que sus proyectos de reserva fría de generación que fueron adjudicados por PROINVERSION ingresarán en el mes de setiembre 2013, pero no los incluye en el plan de obras debido a que considera que el horizonte de análisis del presente estudio comprende mayo 2011 – abril 2013.

Al respecto, estas empresas recibieron la adjudicación de parte de PROINVERSION en el mes de noviembre de 2010, pero a la fecha no han obtenido los permisos respectivos y no han iniciado los trámites para la obtención de la autorización de generación, lo que puede originar demoras en la implementación de sus proyectos, por lo cual no se considera factible el ingreso de los proyectos en el horizonte de la presente regulación de Precios en Barra.

C.T. Santo Domingo de Olleros

El Subcomité de Generadores en su ABSOLUCIÓN indica que la empresa Termochilca S.A.C., tiene previsto el ingreso del proyecto para mayo de 2012, pero considera que dado el retraso en la ampliación del gasoducto de Camisea en más de un año, no considera factible el ingreso del mismo en el presente horizonte de estudio.

Al respecto, se solicitó información a la empresa Termochilca S.A.C. sobre el proyecto de la central termoeléctrica Santo Domingo de Olleros, pedido que fue respondido mediante la carta GG-025-2011 del 07 de febrero de 2011, donde informa que viene tramitando con el Ministerio de Energía y Minas un pedido de ampliación del cronograma de ejecución de obras para la primera etapa de proyecto, operación en ciclo simple de la central; mientras que, la segunda etapa del proyecto, conversión a ciclo combinado, todavía no ha sido aprobada por los accionistas de la empresa.



En este caso, el Ministerio de Energía y Minas, mediante la Resolución Ministerial N° 113-2011-MEM/DM del 09.03.2011, ha aprobado la modificación de la autorización de generación de la primera etapa del proyecto, estableciendo como fecha de puesta en servicio el 30 de noviembre de 2012.

En este sentido, dado que la solicitud de ampliación para la primera etapa de este proyecto ya fue aceptada, mientras que todavía falta de aprobación de la segunda etapa por parte de los accionistas, se considera factible el ingreso sólo de la primera etapa del proyecto dentro el horizonte de la presente fijación de Precios en Barra, por lo que se incluirá en el Plan de Obras de la presente regulación de Precios en Barra.

C.T. Fénix

El Subcomité de Generadores incluyó en el ESTUDIO el proyecto de la central termoeléctrica que la empresa Fénix Power S.A. viene desarrollando en la zona de Chilca (C.T. Fénix); sin embargo, en la ABSOLUCION el mismo fue retirado sin el sustento respectivo.

Al respecto, la C.T. Fénix es un proyecto que tiene Autorización de Generación, que fue otorgada por el Ministerio de Energía y Minas, a través de la Resolución Ministerial N° 476-2008-MEM/DM, modificada a través de la Resolución Ministerial N° 359-2010-MEM/DM donde se establece como fecha de puesta en servicio del mismo el 31 de diciembre de 2012. Además parte del proyecto ha sido adjudicado con 31 MW en el proceso de Licitación de Suministros de Energía Eléctrica para las Empresas Concesionarias de Distribución Hidrandina S.A., Electronoroeste S.A., Electronorte S.A., Electrocentro S.A. y Coelvisac, periodo 2013 – 2022, así como otra parte se adjudicó también 317 MW en el proceso Licitación de Suministros de Energía Eléctrica para las Empresas Concesionarias de Distribución Luz del Sur S.A.A., Edelnor S.A.A., Edecañete S.A., Electro Oriente S.A. y Electro Dunas S.A.A., periodo 2014-2023; razón por el cual tendría la obligación de ingresar con su proyecto a más tardar en enero de 2013 para cumplir con sus compromisos de ventas de energía.

En este sentido, de acuerdo con lo explicado en los párrafos anteriores se considera factible el ingreso del proyecto dentro el horizonte de la presente fijación de Precios en Barra, por lo cual se incluirá en el plan de obras de la presente regulación de Precios en Barra.

C.T. Nueva Esperanza

El Subcomité de Generadores en su ABSOLUCIÓN indica que la empresa BPZ Energy Inc Sucursal Perú, tiene previsto el ingreso del proyecto de C.T. Nueva Esperanza para el primer trimestre de 2013 y la obtención del financiamiento para el primer trimestre de 2012, por lo que considerando que un proyecto de este tipo puede demorarse 18 meses, presume que ingresaría a fines de 2013, por lo que no lo incluye en el plan de obras debido que considera que el horizonte de análisis del presente estudio comprende mayo 2011 – abril 2013.

Al respecto, este proyecto tiene varios años en estudio y a la fecha no ha obtenido la autorización de generación de parte del Ministerio de Energía y Minas, siendo su principal problema que no consigue el financiamiento



respectivo para su ejecución, lo que está originando demoras en la implementación del mismo, por lo cual no se considera factible el ingreso de proyecto en el horizonte de la presente regulación de Precios en Barra.

C.H. Huanza

El Subcomité de Generadores en su ABSOLUCIÓN indica que la empresa Generación Huanza S.A., ha iniciado las obras de su proyecto C.H. Huanza en el mes de marzo de 2010 y que estima su culminación en 34 meses, por lo que presume que ingresaría en el tercer trimestre de 2013, motivo por el cual no lo incluye en el plan de obras debido que considera que el horizonte de análisis del presente estudio comprende mayo 2011 – abril 2013.

Al respecto, la C.H. Huanza es un proyecto que tiene contrato de concesión de generación, que fue otorgado por el Ministerio de Energía y Minas, a través de la Resolución Suprema N° 121-2001-MEM, y que fue modificado por última vez a través de la Resolución Suprema N° 022-2010-MEM donde se establece como el inicio de obras marzo de 2010 y la fecha de puesta en servicio del mismo para el mes de febrero de 2013. En este caso, se ha realizado el seguimiento a los avances del proyecto encontrándose lo siguiente:

- a. Para mejorar el acceso a la obra se construyó la carretera de Casapalca a conectarse con el acceso por Santa Eulalia, que corresponde a un tramo de 58 km de carretera afirmada y que permite el paso de maquinaria pesada.
- b. Debido a que se tienen dos accesos a la obra, se han podido hacer los trabajos en cinco frentes para el túnel trasandino de una longitud de 10,9 km y un diámetro de 7 m.
- c. También se están haciendo las excavaciones de la casa de máquinas y de la futura Presa Palca que será la principal abastecedora de agua del proyecto.
- d. Los embebidos y la cimentación se concluyeron; por otro lado, los aceros estructurales están en aduana, para la construcción de la casa de máquinas y la presa.
- e. Las obras se iniciaron en marzo del 2010 y al 25 de febrero de 2011 se tiene un avance en general del 38% de la obra.
- f. El objetivo del equipo encargado del proyecto es que la fecha de puesta en operación sea para el segundo semestre de 2012.

En este sentido, de acuerdo con lo explicado en los párrafos anteriores se considera factible el ingreso del proyecto dentro el horizonte de la presente fijación de Precios en Barra, considerando para ello la fecha de ingreso establecida en su contrato de concesión (febrero 2013), por lo cual se incluirá en el plan de obras de la presente regulación de Precios en Barra.

C.T. Tablazo de SDE Piura

La empresa Sudamericana de Energía de Piura S.A.C. (SDE PIURA) viene desarrollando el proyecto de una central termoeléctrica de 30 MW en la zona de Tablazo, provincia de Paita, departamento de Piura (C.T. Tablazo), que operará en ciclo simple con gas natural, que será suministrado por la empresa Olympic Perú INC (OLYMPIC PERU) y que prevé su ingreso en operación en junio de 2011.



Al respecto, en el mes de marzo de 2011 se ha realizado el seguimiento a los avances del proyecto, encontrándose lo siguiente:

- a. La losa para la unidad de generación térmica, se encuentra lista, así como los soportes de acero individuales; también se encuentran listas las bases de concreto del diverter.
- b. El 31 de marzo de 2011, se iniciaron las maniobras para trasladar la turbina desde su ubicación actual en Cerro Colorado hacia su ubicación final en la planta de la central térmica en Tablazo, lo que ocurrirá el 01 de abril de 2011.
- c. Al 31 de marzo de 2011, se encontraba realizando el vaciado de concreto en la base del transformador de potencia.
- d. En la losa de la subestación se iniciarán los trabajos el 04 de abril de 2011, los mismos que se espera terminen en dos semanas, es decir el 18 de abril de 2011.
- e. La instalación de la línea de transmisión se debe iniciar el 15 de abril de 2011 y se terminaría el 15 de junio de 2011.
- f. El equipo de regulación – ERM – se encuentra en fabricación por la empresa TORMENE y se encontraría en planta para su instalación el 19 de abril de 2011.
- g. El sistema de puesta a tierra de la planta de generación, ya se encuentra instalado.
- h. La instalación de la tubería de alimentación de gas se encontraría terminada el 15 de mayo de 2011.
- i. El contrato de suministro de gas ya se encuentra firmado entre las empresas SDE PIURA y OLYMPIC PERU.
- j. El sistema de agua de enfriamiento aún no se inicia; sin embargo, el agua será suministrada por la EPS Piura.
- k. Se están realizando montajes de las unidades del silenciador, la chimenea y el diverter, también se encuentran listas las estructuras soporte de las mismas.

A pesar de estos avances, el proyecto a la fecha no tiene aprobado ni el Plan de Manejo Ambiental (PMA) ni la Autorización de Generación expedida por el Ministerio de Energía y Minas. En este caso la empresa tiene previsto acogerse al Decreto de Urgencia N° 037-2008, con la finalidad de acelerar el proceso de aprobación del PMA, y con ello obtener la Autorización de Generación para el mes de mayo de 2011.

Por lo expuesto, se puede concluir que existen avances en el desarrollo del proyecto, pero que el plazo previsto por la empresa para ingresar (junio 2011) hace que el cronograma de implementación sea bastante ajustado y que cualquier problema que se presente en su cumplimiento, como por ejemplo la obtención de la Autorización de Generación, originaría una demora en el ingreso del mismo, por lo cual se considera que el proyecto ingresaría este año, pero con un retraso estimado de tres (3) meses a lo informado por la empresa, es decir para setiembre 2011.

En este sentido, de acuerdo con lo explicado en los párrafos anteriores se considera factible el ingreso del proyecto dentro el horizonte de la presente fijación de Precios en Barra, por lo cual se incluirá en el plan de obras de la presente regulación.



C.H. Machupicchu 2da fase Rehabilitación

El proyecto de rehabilitación de la segunda etapa de la central hidroeléctrica Machupicchu, de acuerdo con la información alcanzada por la empresa EGEMSA al Subcomité de Generadores, tiene previsto su ingreso en operación en febrero de 2012; sin embargo, de acuerdo con el seguimiento a los avances del proyecto llevado a cabo en el mes de marzo de 2011, se ha encontrado que la empresa contratista responsable de la construcción del proyecto viene negociando con la empresa EGEMSA la ampliación de este plazo, debido a la paralización que tuvo el proyecto por las lluvias que se presentaron en los primeros dos meses (enero y febrero) del año 2010; en ese sentido, se está considerando una ampliación de plazo por esta misma cantidad de meses, por lo que se estima que el proyecto ingresaría recién en abril de 2012.

D.2 Plan de Obras de Transmisión

Línea Tocache – Bellavista en 138 kV

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores indica que este proyecto se encuentra interconectado desde el 02 de diciembre de 2010, y por tanto se procedió a la actualización en el modelo de simulación.

Al respecto, se debe señalar que el 03 de diciembre de 2010, la Subdirección de Coordinación del COES-SINAC en su informe diario de coordinación de la operación del sistema reporta la sincronización del Sistema Aislado de San Martín con el SEIN.

Línea Pomacocha – Carhuamayo en 220 kV

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores indica que este proyecto no presenta novedades que impliquen una postergación, por lo que la puesta en operación comercial sería en setiembre 2012.

Al respecto, se debe señalar que, de acuerdo al contrato entre el Estado y la empresa Consorcio Transmantaro S.A. firmado el 27 de setiembre de 2010, la puesta en Operación Comercial deberá producirse en el plazo de veinticuatro (24) meses, cuyo vencimiento será el 27 de setiembre de 2012.

Línea Carhuaquero – Corona en 220 kV

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores señala que se ha confirmado que la línea presenta problemas sociales y no tiene un cronograma de ejecución. Sin embargo, el Subcomité de Generadores consideró que la línea sería reemplazada por un enlace entre Cajamarca y Carhuaquero en 220 kV (fecha de ingreso abril 2011), esto de acuerdo a la programación mensual de diciembre de 2010 empleada por el COES.

Al respecto, se debe señalar que efectivamente la línea ha presentado problemas de servidumbre que han retrasado su ejecución, por ese motivo el Ministerio de Energía y Minas está analizando la posibilidad de modificar la ruta inicial de la línea por la nueva ruta Cajamarca Norte – Carhuaquero, la cual tendría un plazo para su ejecución de 24 meses para la Puesta en



Operación Comercial contados a partir de abril de 2011. En ese sentido, se considera preliminarmente la línea Cajamarca Norte-Carhuaquero 220 kV como reemplazo de la línea Carhuaquero – Corona, la cual entraría en operación en abril de 2013.

Línea Conococha – Paragsha en 220 kV

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores señala que, de acuerdo con información del Ministerio de Energía y Minas, esta línea estaría en operación comercial dentro de dos meses.

Al respecto, se debe señalar que la empresa Abengoa Transmisión Norte S.A. solicitó al Ministerio de Energía y Minas una ampliación del plazo para la Puesta en Operación Comercial (POC), habiendo ingresado en operación el 24 de febrero de 2011.

Líneas Chilca – La Planicie – Zapallal 220 kV y Chilca – Zapallal 500 kV

Mediante carta CS00079-10032266 de fecha 02 de febrero de 2011, dirigida al Vice Ministro de Energía y Minas, la empresa Consorcio Transmataro S.A. solicita la ampliación de plazo para la Puesta en Operación Comercial de la Etapa 1 de 220 kV y de la Etapa 2 de 500 kV hasta el 17 de mayo de 2011. Este pedido de ampliación se debe a problemas con la población aledaña a la zona donde se ubican las torres T20 y T21.

Línea Chiclayo Oeste – Guadalupe – Trujillo en 220 kV, segundo circuito y repotenciación

De acuerdo a la Novena Cláusula Adicional por Ampliaciones firmada el 12 de noviembre de 2010, entre el Estado y la empresa Red de Energía del Perú S.A. – REP, la línea entrará en servicio en un plazo máximo de dieciséis (16) meses, cuyo vencimiento será el 12 de marzo de 2012.

Línea Chilca – Marcona – Montalvo en 500 kV

De acuerdo al contrato firmado el 22 de julio de 2010, entre el Estado y la empresa Abengoa Transmisión Sur S.A., la puesta en Operación Comercial de la línea deberá producirse en el plazo de treinta y seis (36) meses, cuyo vencimiento será el 22 de julio de 2013.

Cuadro No. D.1

Fecha	Proyecto
Feb-2011	L.T. Conococha -Paragsha 220 kV
Feb-2011	S.E. Cajamarca 220 kV - SVC +120/-60 MVAR
Abr-2011	L.T. Independencia - Ica 220 kV
May-2011	Transformador Huallanca 220/138 kV -100 MVA
May-2011	L.T. Huallanca - Conococha 220 kV doble circuito
May-2011	L.T. Cajamarca - Huallanca 220 kV doble circuito
May-2011	L.T. Chilca -La Planicie -Zapallal 220kV doble circuito
May-2011	L.T. Chilca - Zapallal 500 kV (simple circuito)
Jul-2011	Repotenciación L.T. Mantaro - Socabaya 505 MVA



Fecha	Proyecto
Jul-2011	S.E. Industriales 220/60/10 kV – LDS
Ago-2011	L.T. 220 kV Chiclayo Oeste -Piura Oeste (segundo circuito) y SS.EE. Asociadas.
Ago-2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Chiclayo Oeste -La Niña (circuito existente) de 152 MVA a 180 MVA.
Ago-2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV La Niña -Piura Oeste (circuito existente) de 152 MVA a 180 MVA.
Set-2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Independencia - Ica de 141 MVA a 180 MVA.
Set-2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Ica - Marcona de 141 MVA a 180 MVA.
Mar-2012	L.T. 220 kV Chiclayo-Guadalupe-Trujillo de 180 MVA (segundo circuito).
Mar-2012	Repotenciación de la L.T. 220 kV Chiclayo-Guadalupe-Trujillo de 152 MVA a 180 MVA.
Ago-2012	L.T. Piura Oeste -Talara 220 kV (2) Segundo Circuito
Ago-2012	L.T. Zapallal -Chimbote -Trujillo 500 kV
Set-2012	L.T. Pomacocha Carhuamayo 220 kV
Oct-2012	L.T. La Planicie - Industriales (Doble Terna) 220 kV
Ene-2013	L.T. Machu Picchu-Abancay-Cotaruse 220 kV
Mar-2013	LT Tintaya - Socabaya 220 kV doble circuito
Abr-2013	L.T. Carhuaquero - Cajamarca Norte 220 kV ⁽¹⁾
Jul-2013	L.T. Chilca - Marcona - Montalvo 500 kV

⁽¹⁾ En reemplazo de la L.T. Carhuaquero – Corona 220 kV.



D.3 Información Complementaria

CC CHILCA-L-ENS-OSINERGMIN GART-034

OSINERGMIN
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria

RECIBIDO HORA 8:30
09 FEB. 2011

0967 12010-545
REGISTRO | EXPEDIENTE

LA RECEPCIÓN DEL DOCUMENTO
NO INDICA CONFORMIDAD



OSINERGMIN
GART
Digitado en LTD

INFORMACION DEL PROYECTO CONVERSION A CICLO COMBINADO DE LA CENTRAL TERMoeLECTRICA CHILCA 1

Señores
OSINERGMIN GART
Av. Canada 1460.
San Borja.-

ENERSUR S.A.
Av. República de Panamá 3490, San Isidro, Lima 27 - Perú
tel. (511) 616 7979 - fax (511) 616 7878

Lima, 08 de febrero de 2011

Atención: Ing. Jaime Mendoza Gacon
Gerente de División de Generación y Transmisión Eléctrica

De nuestra consideración:

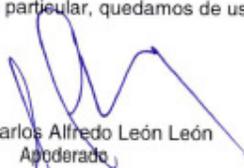
Por medio de la presente, nos dirigimos a ustedes, en relación al Oficio No. 0089-2011-GART recibido el 28.01.2011, mediante el cual, vuestra representada nos solicita que le remitamos información sobre los avances de nuestro proyecto Conversión a Ciclo Combinado de la CT Chilca 1.

Dentro del plazo solicitado, adjuntamos la siguiente información:

1. Cronograma operativo actualizado del proyecto.
Se anexa cronograma.
2. Avances en los compromisos de entrega de los equipos, de los contratos establecidos para la conversión a ciclo combinado.
Se acompaña copia de caratula de contratos:
 - EPC con POSCO
 - Contrato POSCO GE por la turbina a vapor
 - Contrato POSCO BHI por los calderos de recuperación de calor
3. Fechas previstas de ingreso del proyecto.
Se anexa cronograma con hitos claves del proyecto.
4. Información de los consumos específicos y el costo variable no combustible operando la central en ciclo combinado.

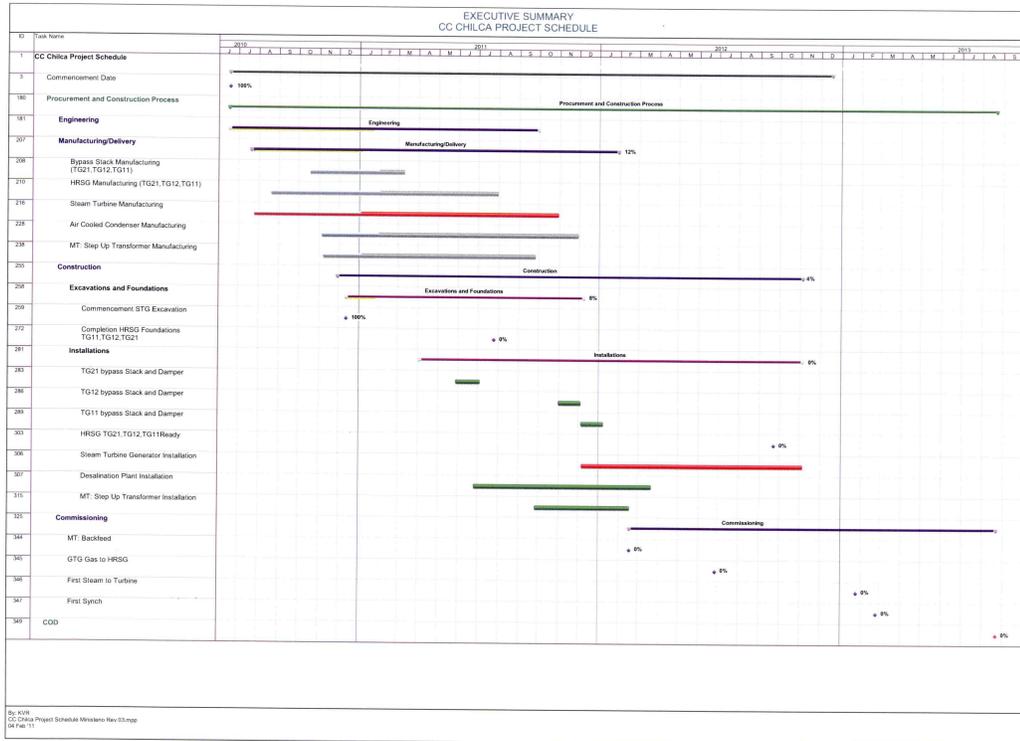
Costo Variable No Combustible (US\$/MWh)	3 US\$/MWh	Preliminar
Cons. Espec. a condiciones de Pot Efec ⁽²⁾ (kg/kWh, BTU/kWh)	6,160 BTU/kWh	Preliminar
⁽²⁾ Consumo Específico referido al Poder Calorífico Inferior.		

Sin otro particular, quedamos de ustedes.


Carlos Alfredo León León
Apoderado


Axel Nicolas Louis Charles Leveque
Apoderado







TERMOCILCA

Lima, 7 de Febrero de 2011

GG-025-2011

Ing. Jaime Mendoza Gacon
Gerente de División de Generación y Transmisión Eléctrica
OSINERGMIN
Av. Canadá 1460
San Borja



Asunto: **Información del Proyecto de la Central Termoeléctrica Santo Domingo de los Olleros**

Referencia: **Vuestro Oficio No. 0087-2011-GART**

De nuestra consideración:

Tenemos el agrado de dirigirnos a usted, con la finalidad de responder a su solicitud de información sobre el proyecto de la Central Termoeléctrica Santo Domingo de los Olleros, planteado mediante el oficio de la referencia.

1. Avances sobre la solicitud de ampliación de plazo para la primera etapa del proyecto.

Nuestra solicitud de ampliación del cronograma de ejecución de obras, presentada ante el Ministerio de Energía y Minas, continúa en trámite ante dicha entidad.

2. Cronograma actualizado de la ejecución de las actividades del proyecto.

Aun no contamos con la aprobación del Ministerio de Energía y Minas sobre nuestra solicitud de ampliación del cronograma de ejecución de obras, lo remitiremos actualizado apenas sea aprobado, en tanto sigue vigente el cronograma anterior.

3. Información sobre los avances de la aprobación del Plan de Manejo Ambiental correspondientes a la segunda etapa del proyecto, conversión a ciclo combinado.

El día 09 de Setiembre por medio de la Resolución Directoral 312-2010 MEM/AAE se aprobó el Plan de Manejo Ambiental para la conversión a ciclo combinado de la Central Termoeléctrica Santo Domingo de los Olleros.

4. Fechas previstas de ingreso del proyecto, para cada una de sus etapas.

De acuerdo a la Resolución Ministerial N° 552-2009-MEM/DM, publicada el 01 de enero del 2010, se tiene previsto el ingreso de la primera etapa para mayo del 2012, sin embargo, como informamos en el punto 1. se ha solicitado la ampliación de plazo ante el Ministerio de Energía y Minas.



Con relación, a la segunda etapa del proyecto (conversión a ciclo combinado), aun no se cuenta con la aprobación de los accionistas para su ejecución, por lo que aun no se tiene definida la fecha de su puesta en operación comercial.

Aprovechamos la oportunidad para expresarle nuestros cordiales saludos.

Atentamente,


Carmen Estiana Alegre Chalco
Gerente General
Termochilca S.A.C.





SHOUANG GENERACIÓN ELÉCTRICA S.A.A.

Lunes, 07 de Febrero de 2011 15:20
GART
Digitizado en UTD

San Juan de Marcona, 03 de Febrero del 2011.

SGO2011-0115

Señor
Ing. Jaime Mendoza Gacon
Gerente de Generación y Transmisión Eléctrica
OSINERGMIN
Av. Canada 1460
San Borja

Asunto: Información de proyecto CT El Faro

Referencia: **Oficio N° 0072-2011-GART**



De mi mayor consideración:

A continuación damos la información solicitada sobre el proyecto CT El Faro:

1. Estudio de Factibilidad
En el mes de julio del 2010 la consultora Cesel ha concluido el Estudio de Factibilidad de la CT EL Faro.
2. Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos
 - Con el oficio No. 119 - 2010 /DA /DREPH /INC en enero de 2010 ha otorgado el CIRA No. 184 de la zona de la CT El Faro
 - Con fecha 26/10/10 el Ministerio de Cultura ha otorgado el CIRA de la línea de transmisión 220 kV de la CT El Faro. (CIRA N° 2010-002)
 - Con fecha 26/10/10 el Ministerio de Cultura ha otorgado el CIRA para la instalación de las tuberías de agua de la CT EL Faro. (CIRA N° 2010-001)
3. Estudio de Impacto Ambiental
El EIA de la CT El Faro ha sido elaborado por la consultora Walsh, a la fecha se ha desarrollado dos talleres informativos y con fecha 24/11/10 se ha presentado a la DGAAE el Plan de Participación Ciudadana, los Términos de Referencia y la Memoria Descriptiva para su respectiva evaluación, con fecha 20/01/11 la DGAAE ha enviado observaciones a dichos documentos.
4. Estudio de Pre Operatividad
Con fecha 10/01/11 el COES ha aprobado el Estudio de Pre Operatividad para la conexión al SEIN de la nueva CT EL Faro.
5. Autorización de Generación de Electricidad
Aún no se ha iniciado el trámite.
6. Suministro, transporte y distribución de gas natural
Aún no se cuenta con contratos de suministro, transporte y distribución de gas natural.
7. Fechas estimadas para la puesta en servicio
2015 ciclo simple y 2016 para el ciclo combinado.

Sin otro particular, quedo de usted,

Atentamente,


ING. JUAN CARLOS ALFARO V.
SUB GERENTE DE OPERACIONES
SHOUANG





Sudamericana de
Energía

7
Digitalizado en UTO

SDE - 004 - 2011

Piura, 17 de Febrero de 2011

Señor

Ing. Jaime Mendoza Gacon
Gerente División Generación y Transmisión Eléctrica
OSINERGMIN

Asunto : **Requerimiento de información proyecto Central Térmica SDE PIURA SAC 30 MW EL TABLAZO COLAN**

Ref. : Oficio N° 0101-2011-GART

Estimado Señor Mendoza:

Sirva la presente para saludarlo, y en atención a su oficio de la referencia, adjunto le hacemos llegar el Informe Técnico IT-002-2011/SDE con la información solicitada por su representada.

En ese sentido, sírvase encontrar adjunto el referido informe técnico conteniendo la información con los anexos correspondientes.

Quedamos a su disposición para cualquier consulta o coordinación.

Sin otro particular.

Atentamente,

 
CPC. Aliecia Barraló López
REPRESENTANTE LEGAL

OSINERGMIN	
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria	
RECIBIDO HORA 11:16	
23 FEB 2011	
1433	2010-545
REGISTRO	EXPEDIENTE
LA RECEPCION DEL DOCUMENTO NO INDICA CONFORMIDAD	



INFORME IT-002-2011/SDE

ASUNTO : Requerimiento de información de proyecto Central Termoeléctrica SDE
PIURA SAC 30 MW El Tablazo - Colán

Fecha : 16 de Febrero de 2011

En referencia a la información solicitada por OSINERGMIN mediante oficio N° 0101-2011-GART, se detalla a continuación respuesta a la misma:

- 1.- Avance de los estudios de Factibilidad y diseño del proyecto, incluyendo fechas contractuales o previstas de culminación

SDE PIURA SAC ha culminado con sus estudios de factibilidad y diseño del proyecto. Adjuntamos memoria descriptiva del mismo. Para la interconexión eléctrica en 60 KV, se cuenta con la factibilidad por parte de la distribuidora ENOSA

- 2.- Situación de los trámites de Estudio de Impacto Ambiental y de Autorización de Generación de Electricidad, incluyendo las fechas previstas de culminación

A la fecha se han levantado las observaciones al estudio de Pre Operatividad, y estamos a la espera del Certificado del mismo.

Debido a la crisis en el sector energético, hemos solicitado a la DGE el acogimiento al Decreto de Urgencia N° 037-2008 a fin de elaborar un Plan de Manejo Ambiental. Dicha solicitud ha sido aceptada y estamos a la espera de la respuesta formal para presentar el PMA definitivo, el cual estimamos estará aprobado para fines del mes de Marzo 2011.

Con el Certificado de Pre Operatividad y el PMA aprobado, presentaremos al MEM el expediente de autorización de generación, el cual estimamos estará aprobado para inicios del mes de Mayo 2011.

- 3.- Fecha estimada de puesta en servicio del proyecto

Se adjunta cronograma del proyecto, el cual estimamos estará en pruebas finales para fines del mes de Junio 2011.

- 4.- La producción de energía (GWh) y potencia (MW) del proyecto para los años 2011 a 2013

Adjuntamos en anexo el cronograma previsto de producción hasta el año 2013



HIDROELECTRICA
HUANZA

Lima, 21 de Marzo de 2011

Señores:
OSINERGMIN - GART
Av. Canadá 1460
San Borja

At. Ing. Jaime Mendoza Gacon
Gerente División de Generación y Transmisión Eléctrica

Asunto: Información proyecto CH Huanza

Referencia: Oficio N° 0183-2011-GART



De mi consideración:

Es grato dirigimos a usted para saludarlo y a la vez comunicar que adjunto estamos remitiendo la información solicitada mediante el oficio de la referencia, del Proyecto de la Central Hidroeléctrica Huanza.

- Fecha probable del ingreso del proyecto: Segundo semestre 2012
- Diagrama Topológico de la cuenca donde se ubica el proyecto, Anexo 1
- Información Histórica Mensual de 1965 a 2006, Anexo 2
- Información de Embalse, Anexo 3
- Información propia de la central hidroeléctrica, Anexo 4
- Información de caudal ecológico, el cual implica las restricciones por riego agrícola, Anexo 5.

Sin otro particular, quedo de Usted.

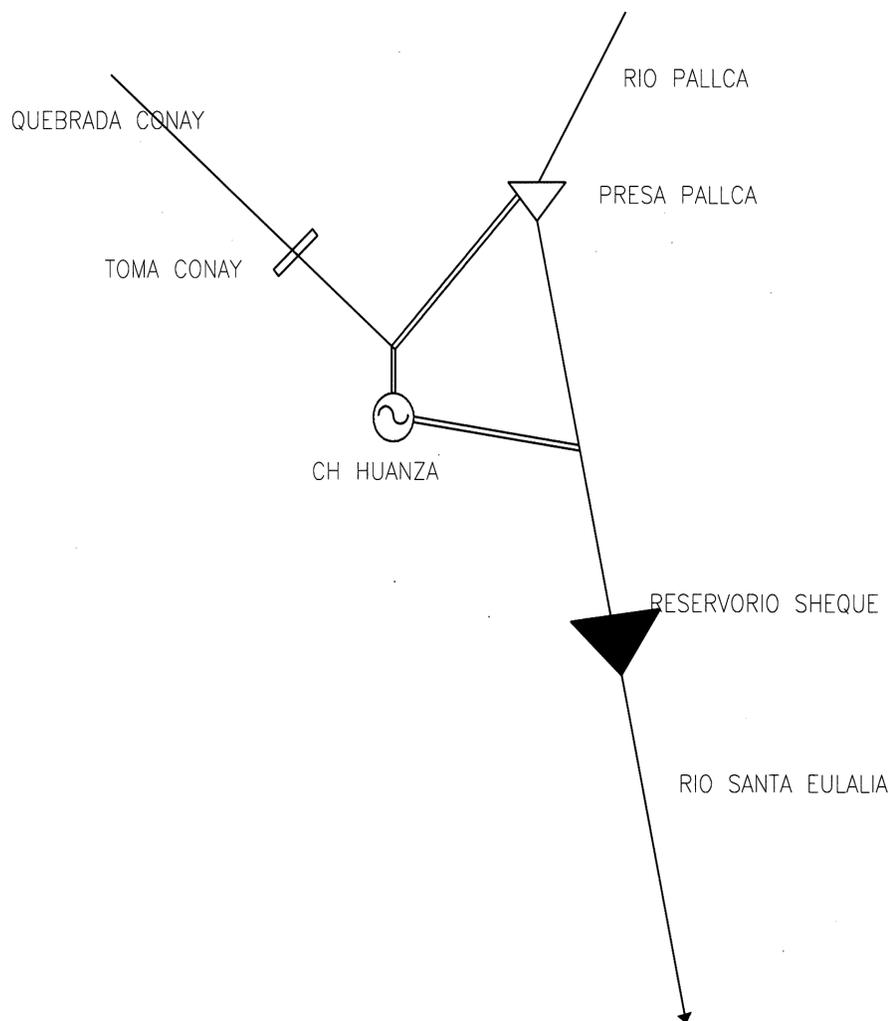
Atentamente

EMPRESA DE GENERACION HUANZA S.A.

ING REYNEL ASPILCUETA
APODERADO



ANEXO 1

DIAGRAMA TOPOLOGICO CUENCA RIO PALLCA – SANTA EULALIA
CH HUANZA

Anexo E

Programa de Mantenimiento Mayor de las Centrales del SEIN

E.1 Sobre el Programa de Mantenimiento del año n-1

El Subcomité de Generadores del COES-SINAC (en adelante "SUBCOMITÉ") propone que, para el año n-1, se utilice dentro del modelo PERSEO el mantenimiento mayor ejecutado de las unidades de generación y no el Mantenimiento Mayor Programado tal como lo observó OSINERGMIN. El Subcomité de Generadores argumenta que, cuando se realiza la elaboración del Programa de Mantenimiento Mayor, no se conocen todas las variables involucradas lo cual impide hacer una estimación adecuada o precisa de las actividades de mantenimiento. Con relación a esto, señala que la demanda, la hidrología y otros eventos pueden cambiar la estimación original de las horas de operación de los grupos termoeléctricos y, por lo tanto, la fecha estimada de realización de los mantenimientos. Debido a estas consideraciones, el Subcomité de Generadores solicita se considere los mantenimientos ejecutados para el año n-1 a fin de ser concordante con la información utilizada para el año n-1 dentro del modelo PERSEO.

Al respecto, tal como se estableció en el numeral E.1 del Anexo E del Informe N° 0127-2010-GART, que sustentó la Resolución OSINERGMIN N° 079-2010-OS/CD que fijó los Precios en Barra para el período mayo 2010- abril 2011; así como, en el numeral E.1 del Anexo E del Informe N° 0151-2009-GART, que sustentó la Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD que fijó los Precios en Barra para el período mayo 2009 - abril 2010, la inclusión en el modelo PERSEO del mantenimiento ejecutado no refleja la intención de la LCE y, en consecuencia, se debe considerar como programa de mantenimiento el Programa de Mantenimiento Mayor y no el mantenimiento ejecutado.

Debido a las razones expuestas, para el año 2010 OSINERGMIN ha considerado el Programa de Mantenimiento Mayor originalmente programado y no el mantenimiento ejecutado.

E.2 Consideraciones del Programa de Mantenimiento 2011-2013

Dentro de las consideraciones tomadas, adicionales al criterio previamente tratado (año n-1), para la previsión del Programa de Mantenimiento Mayor para el período 2011-2013, se realizaron las siguientes modificaciones y/o correcciones al programa de mantenimiento propuesto por el Subcomité de Generadores.



Mantenimiento de las Centrales Hidráulicas: Año 2012 - 2013

Para el caso de las centrales hidroeléctricas, el Subcomité de Generadores ha considerado un programa de mantenimiento para los años 2012 y 2013 igual al de los años 2010 (ejecutado) y 2011 (programado), respectivamente, aduciendo que representa una práctica con jurisprudencia y aprobada por OSINERGMIN en anteriores regulaciones. Añaden que no consideraron las actividades que fueran observadas⁴⁶ por OSINERGMIN.

Al respecto, dado que el programa de Mantenimiento Mayor presentado por el Subcomité de Generadores presenta variaciones respecto del originalmente presentado, se procedió a realizar una nueva revisión de dicho programa de mantenimiento y se utilizó el criterio previamente expuesto, referido a excluir las actividades de mantenimiento que no son realizadas periódicamente todos los años.

En ese sentido, se retiraron las siguientes actividades de mantenimiento de los Programas de Mantenimiento Mayor del año 2010 (a utilizarse para el año 2012) y 2011 (a utilizarse para el año 2013) que se presentan en los cuadros siguientes por no ser rutinarias, es decir, por ser de carácter especial y/o extraordinario:

Cuadro No. E.1

EMPRESA	UBICACION	EQUIPO	INICIO	FINAL	DESCRIPCION
CAHUA	CAHUA	G1	09/03/2010 06:00	12/03/2010 18:00	ADECUACIÓN DE INTERCAMBIADOR DE CALOR
CAHUA	CAHUA	G1	16/08/2010	27/08/2010	IMPLEMENTACION CONTROL REMOTO
CAHUA	CAHUA	G2	01/03/2010	08/03/2010 18:00	RECUPERACION DE ALABES Y PINTADO DEL CARACOL, ADECUACION DE INTERCAMBIADOR DE CALOR
CAHUA	CAHUA	G2	06/09/2010	13/09/2010	IMPLEMENTACION CONTROL REMOTO
CAHUA	GALLITO CIEGO	G1	02/09/2010	11/09/2010	IMPLEMENTACION CONTROL REMOTO
CAHUA	GALLITO CIEGO	G2	02/08/2010	12/08/2010	IMPLEMENTACION CONTROL REMOTO
CAHUA	HUAYLLACHO	CENTRAL	07/12/2010	14/12/2010	CAMBIO DE TUBERIA FORZADA
CAHUA	MISAPUQUIO	CENTRAL	21/04/2010	28/04/2010	MANTENIMIENTO MAYOR DEL CANAL
CAHUA	PARIAC	CANAL+BT CH3	15/10/2010 08:00	31/10/2010 12:00	MANTENIMIENTO MAYOR DE CANAL
CAHUA	SAN ANTONIO	CENTRAL	07/12/2010	21/12/2010	MANTENIMIENTO MAYOR DEL CANAL, REDISEÑO DE CÁMARA DE CARGA
CAHUA	SAN IGNACIO	CENTRAL	07/12/2010	21/12/2010	REDISEÑO DE CÁMARA DE CARGA
EDEGEL	CALLAHUANCA	G4	10/07/2010	13/07/2010	CAMBIO DE INTERRUPTOR 60 KV, MONTAJE, PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO
EDEGEL	CHIMAY	CENTRAL	21/04/2010	26/04/2010	IMPLEMENTACION TELEMANDO CENTRAL
EDEGEL	HUINCO	G1	13/03/2010	15/03/2010	MONTAJE, PRUEBA Y PUESTA EN SERVICIO PROTECCION GENERADOR Y TRANSFORMADOR
EDEGEL	HUINCO	G2	08/01/2010	09/01/2010	INSPECCION CABLE 220 KV, LIMPIEZA Y LECTURA DE PRESIONES
EDEGEL	HUINCO	G2	21/03/2010	23/03/2010	MONTAJE, PRUEBA Y PUESTA EN SERVICIO PROTECCION GENERADOR Y TRANSFORMADOR
EDEGEL	HUINCO	G3	15/02/2010	02/03/2010	CAMBIO SISTEMA MANDO VV.EE., CAMBIO REGULADOR DE VELOCIDAD
EDEGEL	HUINCO	G3	28/03/2010	30/03/2010	MONTAJE, PRUEBA Y PUESTA EN SERVICIO PROTECCION GENERADOR Y TRANSFORMADOR
EDEGEL	HUINCO	G4	03/04/2010	05/04/2010	MONTAJE, PRUEBA Y PUESTA EN SERVICIO PROTECCION GENERADOR Y TRANSFORMADOR
EDEGEL	MATUCANA	G1	29/01/2010	01/02/2010	RENOVACION SCADA
EDEGEL	MATUCANA	G1	27/02/2010	01/03/2010	RENOVACION SCADA
EDEGEL	MATUCANA	G2	23/01/2010	29/01/2010	RENOVACION SCADA

⁴⁶ La observación 20.2 de OSINERGMIN a la propuesta original del COES textualmente señala lo siguiente:

En los archivos presentados por el SUBCOMITÉ se observa que, en el caso del programa de mantenimiento considerado para las centrales hidroeléctricas en los años 2012 y 2013, se ha repetido el programa de mantenimiento de los años 2010 y 2011, respectivamente, por lo cual carece de sustento ya que existen actividades de mantenimiento previstas en esos años que no son realizadas periódicamente todos los años, como por ejemplo:

- 1) La actividad de "CAMBIO DE REGULADOR DE TENSION Y EXCITACIÓN" prevista a realizarse en los grupos de la Central Mantaro para el año 2011 es una actividad extraordinaria que no se realiza todos los años.*
- 2) La actividad "CORRECCIÓN DE VERTICALIDAD DE EJE. MODERNIZACIÓN SISTEMA CONTROL Y REGULACIÓN DE TENSION Y VELOCIDAD" prevista a realizarse en los grupos de la Central Charcani V para el año 2011, es una actividad extraordinaria que no se realiza todos los años.*

En ese sentido, el SUBCOMITÉ debe analizar todos los mantenimientos propuestos y debe considerar sólo aquellos que son realizados rutinariamente cada año.



EMPRESA	UBICACION	EQUIPO	INICIO	FINAL	DESCRIPCION
EDEGEL	MATUCANA	G2	20/02/2010	22/02/2010	RENOVACION SCADA
EDEGEL	MATUCANA	G2	28/03/2010	29/03/2010	RENOVACION SCADA
EDEGEL	MOYOPAMPA	CENTRAL	24/08/2010	25/08/2010	PUESTA EN SERVICIO RELE DIFERENCIA DE BARRAS 60 KV
EDEGEL	YANANGO	G1	15/04/2010	20/04/2010	IMPLEMENTACION TELEMANDO CENTRAL
EDEGEL	YANANGO	G1	30/05/2010	31/05/2010	CORRECCION DE DISTANCIA DE SEGURIDAD - L2256
EGASA	CHARCANI V	G1	05/09/2010	01/01/2011	REACUNAMIENTO DE RANURAS DEL GENERADOR Y REPARACION DE CONEXIONES DE CABEZAS DE BOBINA DEL GENERADOR
EGASA	CHARCANI V	G2	01/01/2010	31/01/2010	MANTENIMIENTO POR 8000 HORAS EQUIVALENTES DE OPERACION DEL GENERADOR, IMPLEMENTACION DE NUEVO SISTEMA DE REDUCCION DE VAPORES DE ACEITE EN GENERADOR, REACUNAMIENTO DE RANURAS DEL GENERADOR, LIMPIEZA QUIMICA DE INTERCAMBIADORES DE CALOR Y TUBERIAS DE REFR
EGASA	CHARCANI V	G3	01/04/2010	05/09/2010	MANTENIMIENTO POR 8000 HORAS EQUIVALENTES DE OPERACION DEL GENERADOR, IMPLEMENTACION DE NUEVO SISTEMA DE REDUCCION DE VAPORES DE ACEITE EN GENERADOR, REACUNAMIENTO DE RANURAS DEL GENERADOR, REAPRIETE DE JUNTAS DE ESTATOR, LIMPIEZA QUIMICA DE INTERCAMBIAD
EGASA	CHARCANI VI	G1	01/08/2010	13/08/2010	CAMBIO REGULADOR DE TENSION
EGENOR	CAÑON DEL PATO	BTOMA_ANTIG	01/09/2010	04/09/2010 16:00	REPARACION BLINDAJE DEL CANALON, ESCLUSA Y ZONA DE COMPUERTAS TUNEL DE PURGA DE BOCATOMA ANTIGUA.
EGENOR	CAÑON DEL PATO	CENTRAL	27/06/2010	30/06/2010 16:00	COLOCACION TAPON METALICO EN INGRESO PIQUE N° 3 PARA REPARACION INTEGRAL VALVULA MARIPOSA, INSPECCION DEL TUNEL DE CONDUCCION, LIMPIEZA NAVES Y COMPUERTAS DE LAS NAVES DEL DESARENADOR, INSPECCION/LIMPIEZA TUNEL DE ADUCCION (BOCATOMA-DESARENADOR)
EGENOR	CAÑON DEL PATO	CENTRAL	28/08/2010	30/08/2010 16:00	RETIRO TAPON METALICO EN INGRESO PIQUE N° 3 PARA PUESTA EN SERVICIO DE VALVULA MARIPOSA
EGENOR	CARHUAQUERO	G1	02/08/2010 07:00	21/08/2010 18:00	MANTENIMIENTO VALVULA ESFERICA, COJINETES, LEVANTAMIENTO ROTOR, REGULADOR ELECTRONICO DE VELOCIDAD - CAMBIO REGULADOR DE VELOCIDAD
EGENOR	CARHUAQUERO	G2	23/08/2010 07:00	01/09/2010	MANTENIMIENTO VALVULA ESFERICA, COJINETES, LEVANTAMIENTO ROTOR, REGULADOR ELECTRONICO DE VELOCIDAD - CAMBIO REGULADOR DE VELOCIDAD
EGESUR	ARICOTA II	CENTRAL	16/04/2010	19/04/2010	INSPECCION INTERIOR DE LA TUBERIA FORZADA
ELECTROANDES	MALPASO	G1	02/08/2010	14/08/2010	IMPLEMENTACION CONTROL REMOTO
ELECTROANDES	MALPASO	G2	16/08/2010	23/08/2010	IMPLEMENTACION CONTROL REMOTO
ELECTROANDES	MALPASO	G3	25/08/2010	01/09/2010	IMPLEMENTACION CONTROL REMOTO
ELECTROANDES	MALPASO	G4	03/09/2010	10/09/2010	IMPLEMENTACION CONTROL REMOTO
ELECTROANDES	YAUPI	G1	01/03/2010	10/04/2010	CAMBIO DE BOBINA ESTATOR
ELECTROANDES	YAUPI	G1	11/09/2010	01/10/2010	CAMBIO REGULADOR DE VELOCIDAD E IMPLEMENTACION CONTROL REMOTO
ELECTROANDES	YAUPI	G2	01/10/2010	16/10/2010	CAMBIO DE REGULADORES DE VELOCIDAD, IMPLEMENTACION DEL CONTROL REMOTO
ELECTROANDES	YAUPI	G3	16/10/2010	01/11/2010	CAMBIO DE REGULADORES DE VELOCIDAD, IMPLEMENTACION DEL CONTROL REMOTO
ELECTROANDES	YAUPI	G4	19/01/2010	01/03/2010	CAMBIO DE BOBINA ESTATOR
ELECTROANDES	YAUPI	G4	15/07/2010	01/08/2010	CAMBIO DE REGULADORES DE VELOCIDAD, IMPLEMENTACION DEL CONTROL REMOTO
ELECTROANDES	YAUPI	G4	22/08/2010	11/09/2010	CAMBIO REGULADOR DE VELOCIDAD E IMPLEMENTACION CONTROL REMOTO
ELECTROANDES	YAUPI	G5	02/08/2010	22/08/2010	CAMBIO REGULADOR DE VELOCIDAD E IMPLEMENTACION CONTROL REMOTO
ELECTROPERU	MANTARO	G1	18/07/2010	26/07/2010	MANTENIMIENTO MAYOR TURBINA: CAMBIO DE AGUJAS, BOQUILLAS Y TOBERAS. CAMBIO RETENES, SERVOMOTORES DE ROTACION Y TRASLACION VALVULA ESFERICA
ELECTROPERU	MANTARO	G2	21/08/2010	29/08/2010	MANTENIMIENTO MAYOR TURBINA: CAMBIO DE AGUJAS, BOQUILLAS Y TOBERAS. CAMBIO RETENES, SERVOMOTORES DE ROTACION Y TRASLACION VALVULA ESFERICA
ELECTROPERU	MANTARO	G3	18/06/2010	28/06/2010	MANTENIMIENTO MAYOR TURBINA: CAMBIO DE AGUJAS, BOQUILLAS Y TOBERAS. CAMBIO RETENES, SERVOMOTORES DE ROTACION Y TRASLACION VALVULA ESFERICA. CAMBIO DE SELLOS MECANICOS V.E.
ELECTROPERU	MANTARO	G4	21/09/2010	29/09/2010	MANTENIMIENTO MAYOR TURBINA: CAMBIO DE AGUJAS, BOQUILLAS Y TOBERAS. CAMBIO RETENES, SERVOMOTORES DE ROTACION Y TRASLACION VALVULA ESFERICA
ELECTROPERU	MANTARO	G5	14/12/2010	22/12/2010	MANTENIMIENTO MAYOR TURBINA: CAMBIO DE AGUJAS, BOQUILLAS Y TOBERAS. CAMBIO RETENES, SERVOMOTORES DE ROTACION Y TRASLACION VALVULA ESFERICA
ELECTROPERU	MANTARO	G6	12/11/2010	20/11/2010	MANTENIMIENTO MAYOR TURBINA: CAMBIO DE AGUJAS, BOQUILLAS Y TOBERAS. CAMBIO RETENES, SERVOMOTORES DE ROTACION Y TRASLACION VALVULA ESFERICA
ELECTROPERU	MANTARO	G7	10/10/2010	18/10/2010	MANTENIMIENTO MAYOR TURBINA: CAMBIO DE AGUJAS, BOQUILLAS Y TOBERAS. CAMBIO RETENES, SERVOMOTORES DE ROTACION Y TRASLACION VALVULA ESFERICA
ELECTROPERU	RESTITUCION	G1	25/04/2010	30/04/2010	MANTENIMIENTO MAYOR GENERADOR: ESTATOR. MONTAJE DE CAUDALIMETROS CKTO CERRADO REFRIGERACION GENERADOR Y TRANSFORMADOR
ELECTROPERU	RESTITUCION	G2	18/04/2010	24/04/2010	MANTENIMIENTO MAYOR GENERADOR Y CAMBIO DE SELLOS MECANICOS AGUAS ABAJO VALVULA ESFERICA.
ELECTROPERU	RESTITUCION	G3	10/04/2010	14/04/2010	MANTENIMIENTO MAYOR GENERADOR: ESTATOR
HIDROELECTRICA SANTA CRUZ SAC	SANTA CRUZ I	CENTRAL I	20/01/2010	01/02/2010	POR CONEXION DE CANAL DE DESCARGA DE LA CENTRAL II CON LA CENTRAL I
SAN GABAN	SAN GABAN II	G1	08/10/2010 06:00	10/10/2010 18:00	MANTENIMIENTO MAYOR
SAN GABAN	SAN GABAN II	G2	10/10/2010 18:00	14/10/2010 06:00	MANTENIMIENTO MAYOR

Actividades de mantenimiento retiradas de los Programas de Mantenimiento Mayor de 2010 (a utilizarse para el 2012)

Cuadro No. E.2

EMPRESA	UBICACION	EQUIPO	INICIO	FINAL	DESCRIPCION
EDEGEL	CALLAHUANCA	G4	16/04/2011	18/04/2011	CAMBIO DE INTERRUPTOR 60 KV
EDEGEL	CHIMAY	CENTRAL	09/01/2011	10/01/2011	LIMPIEZA REJILLA TULUMAYO
EDEGEL	CHIMAY	G1	09/01/2011	10/01/2011	LIMPIEZA REJILLA TULUMAYO
EDEGEL	CHIMAY	G2	09/01/2011	10/01/2011	LIMPIEZA REJILLA TULUMAYO
EDEGEL	HUAMPANI	CENTRAL	19/05/2011	25/05/2011	CONSTRUCCION DE MUROS EN CANAL
EDEGEL	HUINCO	G2	23/10/2011	31/10/2011	CAMBIO DE INTERRUPTOR
EDEGEL	HUINCO	G4	13/08/2011	28/08/2011	CAMBIO REGULADOR DE VELOCIDAD, CAMBIO SISTEMA MANDO VV.EE., RENOVACION SISTEMA DE EXCITACION
EDEGEL	MOYOPAMPA	G1	01/09/2011	16/10/2011	MODERNIZACION
EDEGEL	YANANGO	G1	06/05/2011	11/05/2011	IMPLEMENTACION TELEMANDO CENTRAL
EGASA	CHARCANI III	G1	01/10/2011	11/10/2011	CAMBIO VALVULA MARIPOSA DE GRUPO
EGASA	CHARCANI III	G2	11/10/2011	21/10/2011	CAMBIO VALVULA MARIPOSA DE GRUPO
EGASA	CHARCANI IV	G1	01/08/2011	21/08/2011	CAMBIO DE VALVULA ESFERICA DE GRUPO
EGASA	CHARCANI IV	G2	21/08/2011	10/09/2011	CAMBIO DE VALVULA ESFERICA DE GRUPO
EGASA	CHARCANI IV	G3	10/09/2011	30/09/2011	CAMBIO DE VALVULA ESFERICA DE GRUPO



EMPRESA	UBICACION	EQUIPO	INICIO	FINAL	DESCRIPCION
EGASA	CHARCANI V	G1	01/03/2011	31/03/2011	MODERNIZACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL Y MONITOREO DEL GRUPO GENERADOR
EGASA	CHARCANI V	G1	02/07/2011	20/11/2011	REEMPLAZO DE CUÑAS DEL SISTEMA DE APRIETE RADIAL DEL ESTATOR, REPARACIÓN DE CABEZAS DE BOBINA Y PUENTES DEL ESTATOR, CORRECCIÓN VERTICALIDAD EJE GENERADOR
EGASA	CHARCANI V	G2	01/01/2011	02/06/2011	CAMBIO DE JUNTA NOMEX DE ESTATOR, REEMPLAZO DE CUÑAS DEL SISTEMA DE APRIETE RADIAL DEL ESTATOR, REPARACIÓN DEL CABEZAS DE BOBINA
EGASA	CHARCANI V	G3	02/06/2011	02/07/2011	MODERNIZACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL Y MONITOREO DEL GRUPO GENERADOR
EGASA	CHARCANI VI	G1	01/06/2011	21/06/2011	CAMBIO DE REGULADOR DE TENSION
EGEMSA	MACHUPICCHU	CENTRAL	17/09/2011	27/09/2011	MANTENIMIENTO DE COMPUERTAS DE LA REPRESA, MANTTO GENERAL DE LAS SOLERAS DE LAS COMPUERTAS, MECANISMOS DE ACCIONAMIENTO, COMPUERTAS DE TOMA, COMPUERTAS DE DESGRAVADORES Y REJAS DE LAS NAVES DESARENADORAS. OBRA REHABILITACION II FASE CHM.
EGEMSA	MACHUPICCHU	G1	15/08/2011	21/09/2011	INSTALACION DE NUEVO REGULADOR DE VELOCIDAD
EGEMSA	MACHUPICCHU	G2	21/09/2011	27/10/2011	INSTALACION DE NUEVO REGULADOR DE VELOCIDAD
EGEMSA	MACHUPICCHU	G3	27/10/2011	01/12/2011	INSTALACION DE NUEVO REGULADOR DE VELOCIDAD
EGENOR	CAÑON DEL PATO	CENTRAL	21/04/2011	25/04/2011 18:00	INSPECCION DEL TUNEL DE CONDUCCION - PARCHADO DE APERTURA EN TUNEL, LIMPIEZA NAVES Y COMPUERTAS DE LAS NAVES DEL DESARENADOR, INSPECCION/LIMPIEZA TUNEL DE ADUCCION (BOCATOMA-DESARENADOR), RETIRO DE MATERIAL ACUMULADO (BOCATOMA-DESARENADOR).
EGESUR	ARICOTA II	G1	15/04/2011 06:00	29/04/2011 16:00	CAMBIO DEL REGULADOR DE VELOCIDAD
EGESUR	ARICOTA II	G1	03/09/2011 01:00	30/09/2011 16:00	CAMBIO DEL SISTEMA DE REGULACION DE VELOCIDAD DEL GRUPO GENERADOR
ELECTROPERU	MANTARO	G1	28/05/2011	30/05/2011	MANTENIMIENTO MAYOR GENERADOR: ESTATOR
ELECTROPERU	MANTARO	G2	12/06/2011	14/06/2011	MANTENIMIENTO MAYOR GENERADOR: ESTATOR
ELECTROPERU	MANTARO	G3	01/02/2011	12/02/2011	MANTENIMIENTO MAYOR: CAMBIO DE SISTEMA DE EXCITACION
ELECTROPERU	MANTARO	G3	05/11/2011	06/12/2011	OVERHAUL - CAMBIO DE SEMIBOBINAS
ELECTROPERU	MANTARO	G4	14/02/2011	05/03/2011	MANTENIMIENTO MAYOR: CAMBIO DE SISTEMA DE EXCITACION
ELECTROPERU	MANTARO	G5	07/03/2011	26/03/2011	MANTENIMIENTO MAYOR: CAMBIO DE SISTEMA DE EXCITACION
ELECTROPERU	MANTARO	G5	04/09/2011	09/09/2011	MANTENIMIENTO MAYOR: INSPECCION, MANTENIMIENTO Y/O CAMBIO DE COJINETES DE EMPUJE
ELECTROPERU	MANTARO	G7	28/03/2011	16/04/2011	MANTENIMIENTO MAYOR: CAMBIO DE SISTEMA DE EXCITACION
ELECTROPERU	RESTITUCION	G1	21/05/2011	24/05/2011	MANTENIMIENTO MAYOR GENERADOR: ESTATOR
ELECTROPERU	RESTITUCION	G2	28/04/2011	01/05/2011	MANTENIMIENTO MAYOR GENERADOR: ESTATOR
ELECTROPERU	RESTITUCION	G3	07/05/2011	10/05/2011	MANTENIMIENTO MAYOR GENERADOR: ESTATOR
ENERSUR	YUNCAN	G1	24/04/2011	29/04/2011	MANTENIMIENTO DE COJINETE INFERIOR GENERADOR Y AMARRE DE CABEZALES
SAN GABAN	SAN GABAN II	G2	08/10/2011 06:00	10/10/2011 18:00	MANTENIMIENTO MAYOR
SN POWER	CAHUA	CENTRAL	14/10/2011	18/10/2011	EJECUCION DE PROYECTO DE CONTROL REMOTO
SN POWER	CAHUA	G1	19/09/2011	05/10/2011	EJECUCION DE PROYECTO DE CONTROL REMOTO
SN POWER	CAHUA	G2	05/10/2011	14/10/2011	EJECUCION DE PROYECTO DE CONTROL REMOTO
SN POWER	GALLITO CIEGO	CENTRAL	30/07/2011	01/08/2011	EJECUCION DE PROYECTO DE CONTROL REMOTO
SN POWER	GALLITO CIEGO	G1	09/07/2011	25/07/2011	EJECUCION DE PROYECTO DE CONTROL REMOTO
SN POWER	GALLITO CIEGO	G1	08/09/2011 08:00	12/09/2011 20:00	MANTENIMIENTO MAYOR
SN POWER	GALLITO CIEGO	G2	25/07/2011	10/08/2011	EJECUCION DE PROYECTO DE CONTROL REMOTO
SN POWER	GALLITO CIEGO	G2	22/09/2011 08:00	26/09/2011 20:00	MANTENIMIENTO MAYOR
SN POWER	HUAYLLACHO	G1	04/09/2011 08:00	05/09/2011 21:00	MANTENIMIENTO MAYOR
SN POWER	MALPASO	CENTRAL	17/09/2011	19/09/2011	EJECUCION DE PROYECTO DE CONTROL REMOTO
SN POWER	MALPASO	G1	01/08/2011	17/08/2011	EJECUCION DE PROYECTO DE CONTROL REMOTO
SN POWER	MALPASO	G1	28/11/2011 08:00	30/12/2011 18:00	MANTENIMIENTO MAYOR
SN POWER	MALPASO	G2	17/08/2011	26/08/2011	EJECUCION DE PROYECTO DE CONTROL REMOTO
SN POWER	MALPASO	G2	01/12/2011 08:00	03/12/2011 18:00	MANTENIMIENTO MAYOR
SN POWER	MALPASO	G3	26/08/2011	01/09/2011	EJECUCION DE PROYECTO DE CONTROL REMOTO
SN POWER	MALPASO	G3	01/09/2011	06/09/2011	EJECUCION DE PROYECTO DE CONTROL REMOTO
SN POWER	MALPASO	G3	05/12/2011 08:00	07/12/2011 18:00	MANTENIMIENTO MAYOR
SN POWER	MALPASO	G4	06/09/2011	15/09/2011	EJECUCION DE PROYECTO DE CONTROL REMOTO
SN POWER	MALPASO	G4	08/12/2011 08:00	10/12/2011 18:00	MANTENIMIENTO MAYOR
SN POWER	MISAPUQUIO	G1	22/04/2011 08:00	23/04/2011 21:00	MANTENIMIENTO MAYOR
SN POWER	MISAPUQUIO	G2	24/04/2011 08:00	25/04/2011 21:00	MANTENIMIENTO MAYOR
SN POWER	OROYA	G1	08/09/2011 08:00	10/09/2011 18:00	MANTENIMIENTO MAYOR
SN POWER	OROYA	G2	04/08/2011 08:00	06/08/2011 18:00	MANTENIMIENTO MAYOR
SN POWER	OROYA	G3	13/10/2011 08:00	15/10/2011 18:00	MANTENIMIENTO MAYOR
SN POWER	PACHACHACA	G1	07/06/2011 08:00	09/06/2011 18:00	MANTENIMIENTO MAYOR
SN POWER	PACHACHACA	G2	10/06/2011 08:00	12/06/2011 18:00	MANTENIMIENTO MAYOR
SN POWER	PACHACHACA	G3	15/06/2011 08:00	17/06/2011 18:00	MANTENIMIENTO MAYOR
SN POWER	PARIAC	CH2 - G1	10/07/2011 08:00	11/07/2011 18:00	MANTENIMIENTO MAYOR
SN POWER	PARIAC	CH2 - G2	12/07/2011 08:00	13/07/2011 18:00	MANTENIMIENTO MAYOR
SN POWER	PARIAC	CH3 - G1	06/10/2011 08:00	07/10/2011 18:00	MANTENIMIENTO MAYOR
SN POWER	PARIAC	CH3 - G2	08/10/2011 08:00	09/10/2011 18:00	MANTENIMIENTO MAYOR
SN POWER	PARIAC	CH4 - G1	17/07/2011 08:00	18/07/2011 18:00	MANTENIMIENTO MAYOR
SN POWER	PARIAC	CH4 - G2	19/07/2011 08:00	23/07/2011 14:00	MANTENIMIENTO MAYOR
SN POWER	YAUPI	CENTRAL	25/06/2011	27/06/2011	EJECUCION DE PROYECTO DE CONTROL REMOTO
SN POWER	YAUPI	G1	02/05/2011	18/05/2011	EJECUCION DE PROYECTO DE CONTROL REMOTO
SN POWER	YAUPI	G2	18/05/2011	27/05/2011	EJECUCION DE PROYECTO DE CONTROL REMOTO
SN POWER	YAUPI	G3	27/05/2011	07/06/2011	EJECUCION DE PROYECTO DE CONTROL REMOTO
SN POWER	YAUPI	G4	07/06/2011	16/06/2011	EJECUCION DE PROYECTO DE CONTROL REMOTO
SN POWER	YAUPI	G5	16/06/2011	25/06/2011	EJECUCION DE PROYECTO DE CONTROL REMOTO

Actividades de mantenimiento retiradas de los Programas de Mantenimiento Mayor de 2011 (a utilizarse para el 2013)

C.H. Chimay

El Subcomité de Generadores ha incluido la actividad "LIMPIEZA REJILLA TULUMAYO" de la central hidroeléctrica Chimay en diversos meses del año 2011 con una duración de 1 día; sin embargo, históricamente dicha actividad siempre ha sido realizada con una duración menor a 1 día tal como se muestra en los siguientes registros de los mantenimientos ejecutados.



Cuadro No. E.3

INICIO	FINAL	DURACIÓN (HORAS)	DESCRIPCIÓN
23/01/2004 00:15	23/01/2004 06:41	06:26	LIMPIEZA EN LAS REJILLAS DE ADMISIÓN DE LA TOMA POR PRESENCIA DE PALIZADAS
11/02/2004 00:04	11/02/2004 08:23	08:19	LIMPIEZA DE REJA DE ADMISIÓN DE LA COMPUERTA DE REGULACIÓN EN TULUMAYO
12/02/2004 00:00	12/02/2004 07:57	07:57	LIMPIEZA DE REJILLAS DEBIDO A ACUMULACION DE RESIDUOS SOLIDOS
27/08/2004 00:22	27/08/2004 03:52	03:30	LIMPIEZA DE REJAS DE ADMISIÓN DE LA PRESA HACIA LA CÁMARA DE CARGA POR EXCESIVA SATURACIÓN
09/10/2004 00:00	09/10/2004 05:43	05:43	LIMPIEZA DE REJILLAS DE ADMISIÓN POR OBSTRUCCIÓN
24/10/2004 06:13	24/10/2004 13:12	06:59	LIMPIEZA DE REJAS DE ADMISIÓN DE PRESA TULUMAYO
23/10/2005 05:15	23/10/2005 16:56	11:41	LIMPIEZA REJA DE ADMISIÓN PRESA TULUMAYO
06/01/2006 22:55	07/01/2006 07:55	09:00	LIMPIEZA DE REJILLAS
06/03/2007 22:17	07/03/2007 08:25	10:08	LIMPIEZA DE REJAS EN TOMA TULUMAYO
01/02/2008 00:00	01/02/2008 09:15	09:15	LIMPIEZA DE REJAS DE ADMISIÓN TOMA TULUMAYO
15/10/2008 00:04	15/10/2008 09:40	09:36	LIMPIEZA DE REJAS DE ADMISION PRESA TULUMAYO
06/01/2009 01:15	06/01/2009 06:19	05:04	LIMPIEZA DE REJILLAS (CENTRAL LIMITADA DE UN MAXIMO DE 120 MW)
09/02/2009 22:22	10/02/2009 00:00	01:38	LIMPIEZA DE REJILLAS DE LA PRESA TULUMAYO
30/11/2009 00:00	30/11/2009 05:43	05:43	LIMPIEZA DE REJILLAS DE TOMA TULUMAYO
23/12/2009 00:00	23/12/2009 07:50	07:50	LIMPIEZA DE REJILLAS
12/01/2010 00:59	12/01/2010 07:46	06:47	POR LIMPIEZA DE LAS REJAS DE ADMISIÓN POR SATURACIÓN DE PALIZADA
04/02/2010 22:22	05/02/2010 07:00	08:38	LIMPIEZA DE REJAS ADMISION TULUMAYO
09/04/2010 00:07	09/04/2010 09:29	09:22	LIMPIEZA DE REJAS DE ADMISIÓN

Por lo tanto, no existe sustento para incluir dicha actividad en el archivo "sinac.man" del modelo PERSEO a pesar de haber sido considerada por el COES-SINAC en el Programa de Mantenimiento Mayor.

C.H. Cañón del Pato

El Subcomité de Generadores ha incluido la actividad "INSPECCIÓN GENERAL GENERADOR" de diversos grupos de la C.H. Cañón del Pato en el mes de setiembre del año 2011 con una duración de 2,4 días aproximadamente; sin embargo, históricamente dicha actividad siempre ha sido realizada con una duración menor a 1 día tal como se muestra en los siguientes registros de los mantenimientos ejecutados.

Cuadro No. E.4

Equipo	Inicio	Final	Duración (Horas)	Descripción
G2	01/09/2005 07:30	01/09/2005 17:25	09:55	INSPECCIÓN GENERAL GENERADOR U2
G2	02/09/2005 07:50	02/09/2005 14:30	06:40	INSPECCIÓN GENERAL GENERADOR U2
G6	03/09/2005 07:35	03/09/2005 12:06	04:31	INSPECCIÓN GENERAL GENERADOR U6
G4	05/09/2005 07:45	05/09/2005 16:00	08:15	INSPECCIÓN GENERAL GENERADOR U4
G4	06/09/2005 07:45	06/09/2005 11:10	03:25	INSPECCIÓN GENERAL GENERADOR U4
G1	07/09/2005 07:50	07/09/2005 16:20	08:30	INSPECCIÓN GENERAL GENERADOR U1
G1	08/09/2005 08:10	08/09/2005 16:30	08:20	INSPECCIÓN GENERAL GENERADOR U1
G3	09/09/2005 07:45	09/09/2005 15:45	08:00	INSPECCIÓN GENERAL GENERADOR U3
G3	10/09/2005 07:45	10/09/2005 12:00	04:15	INSPECCIÓN GENERAL GENERADOR U3
G5	12/09/2005 08:55	12/09/2005 15:55	07:00	INSPECCIÓN GENERAL GENERADOR U5
G6	19/09/2005 08:50	20/09/2005 16:55	08:05	INSPECCIÓN GENERAL GENERADOR U6

Por lo tanto, no existe sustento para incluir dicha actividad en el archivo "sinac.man" del modelo PERSEO a pesar de haber sido considerada por el COES en el Programa de Mantenimiento Mayor con una duración de 1,4 días.

C.H. La Joya

De acuerdo a la carta N° GEPSA-2010-0150 (folios 0146-0162 de la PROPUESTA), desde el 15 de marzo de 2010, la C.H. La Joya está restringida a una operación de 3 MW. Adicionalmente, de acuerdo a los



partes de generación contenidos en los IEOs del COES, dicha central ha dejado de operar desde el 11/08/2010.

Dicha información fue corroborada por la empresa GEPsa mediante carta N° 0580-2010/GEPsa, donde adjunta la Resolución OSINERGMIN N° 654-2010-OS/GG emitida por la Gerencia General de OSINERGMIN, la cual declara fundada la solicitud de calificación de Fuerza Mayor de dicha empresa contenida en sus documentos s/n y GEPsa-2010-0415.

Adicionalmente, con fecha 14 de febrero de 2011, la empresa GEPsa remitió a OSINERGMIN la carta N° 052-2011-GEPsa, donde señala las razones que impiden el reinicio de operaciones de dicha central. Por otro lado, de acuerdo a los IEO⁴⁷s que diariamente emite el COES, la C.H. La Joya reinició sus operaciones el día 24 de febrero de 2011 pero limitada a 3 MW.

Finalmente, en base a la última información remitida por representantes de GEPsa, esta operación restringida continuará hasta aproximadamente agosto de 2011 (ver Anexo R donde la empresa remite su proyección de generación).

En ese sentido, se considera que dichos eventos extraordinarios deben ser incluidos dentro del modelo PERSEO, para lo cual se ha modificado el archivo "SINAC.CHH" a fin modelar los periodos de generación restringida a 3 MW y el periodo de indisponibilidad completa de esta central.

Unidades TG3 y TG4 de la C.T. Ventanilla

El Subcomité de Generadores ha incluido tres inspecciones menores de turbina (cada 8000 EOH) en el año 2011 para la unidad TG3 y dos para la unidad TG4, tal como se observa en el cuadro adjunto. Este número de inspecciones se considera desproporcionado (8000 horas = 333 días) por lo que se procedió a retirar las programadas en los meses de noviembre y diciembre de 2011.

Cuadro No. E.5

MES	UBICACION	EQUIPO	INICIO	FINAL	DESCRIPCION
Ene	VENTANILLA	TG3	06/01/2011 00:00	12/01/2011 00:00	INSPECCION MENOR TURBINA GAS (CADA 8000 EOH)
Mar	VENTANILLA	TG4	22/03/2011 00:00	28/03/2011 00:00	INSPECCION MENOR TURBINA GAS (CADA 8000 EOH)
Jun	VENTANILLA	TG3	25/06/2011 00:00	01/07/2011 00:00	INSPECCION MENOR TURBINA GAS (CADA 8000 EOH)
Nov	VENTANILLA	TG4	23/11/2011 00:00	29/11/2011 00:00	INSPECCION MENOR TURBINA GAS (CADA 8000 EOH)
Dic	VENTANILLA	TG3	17/12/2011 00:00	23/12/2011 00:00	INSPECCION MENOR TURBINA GAS (CADA 8000 EOH)

C.T. Ilo 1

Dada la configuración de la central térmica Ilo 1, la indisponibilidad de uno de los turbo vapores TV3 o TV4, es más restrictiva que la indisponibilidad de los calderos 3 o 4. En ese sentido, a fin de representar en el modelo PERSEO adecuadamente los mantenimientos de dicha central, se han eliminado los mantenimientos de los calderos 3 y 4 que se sobreponen a los trabajos de



⁴⁷ Informe de Evaluación de la Operación Diaria.

mantenimiento de los turbo vapores TV3 o TV4 del mes de octubre y noviembre de 2011.

Cuadro No. E.6

		D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M
		15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
ILO 1	CAL_B3																	
ILO 1	CAL_B4																	
ILO 1	TV3	23,06	23,06	23,06	23,06	23,06	23,06	23,06	23,06	23,06	23,06	23,06	23,06	23,06	23,06	23,06		
ILO 1	TV4															24,62	24,62	24,62

Mantenimientos superpuestos de los turbovapores y calderos 3 y 4 de la C.T. Ilo 1, mes octubre 2011

Cuadro No. E.7

		D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ILO 1	CAL_B4					14,92	14,92	14,92	14,92	14,92	14,92	14,92	14,92	14,92	14,92	14,92	14,92	14,92
ILO 1	TV4	24,62	24,62	24,62	24,62													

Mantenimiento superpuesto del turbovapor y del calderos 4 de la C.T. Ilo 1, mes noviembre 2011



Anexo F

Análisis de Hidrología

F.1 Reducción de las series hidrológicas

El Subcomité de Generadores reitera su propuesta de reducir las series históricas del periodo 1965-2009 a 1992-2009, indicando que dicha decisión está basada en los estudios presentados en fijaciones anteriores y el informe denominado “Análisis de series históricas de caudales utilizados para la producción hidro-energética del Perú” del doctor Wilson Suarez y que no presenta nueva información dado que considera que los informes antes mencionados tienen validez para la presente fijación tarifaria.

Al respecto, dado que en el anterior proceso de fijación tarifaria, las observaciones planteadas a través del Informe N° 0545-2009-GART al estudio “Análisis de series históricas de caudales utilizados para la producción hidro-energética del Perú” que presentó el Subcomité de Generadores, no fueron absueltas en su totalidad, tal como se describe en el Anexo F.1 del Informe N° 0127-2010-GART que sustentó la fijación de los Precios en Barra para el período mayo 2010 – abril 2011, se concluye que la propuesta del Subcomité de Generadores para acortar las series de caudales de todos los ríos a 18 años (1992 – 2009) no es justificada.



Anexo G

Compensación por Generación Adicional

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

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

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

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

Adicionalmente, establece que OSINERGMIN definirá el procedimiento de aplicación y, de ser necesario, podrá incluir estos nuevos cargos en la regulación de tarifas vigente; por lo cual con fecha 09 de enero de 2009, mediante Resolución OSINERGMIN N° 002-2009-OS/CD, se aprobó el Procedimiento "Compensación por Generación Adicional".

Posteriormente, con fecha 13 de noviembre de 2009, se publicó el Decreto de Urgencia N° 109-2009 (en adelante "DU-109-2009") que autorizó la exportación temporal de electricidad por empresas estatales y dispuso que el saldo que obtenga el generador como producto de las transacciones de exportación se destinará íntegramente a reducir el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión de acuerdo con lo que disponga OSINERGMIN. Al respecto, Electroperú S.A. firmó un contrato con la Corporación Nacional de Electricidad S.A. para la venta de electricidad a Ecuador (del 14 de noviembre de 2009 al 13 de marzo de 2010), cuyo saldo obtenido se consideró conveniente sea descontado de los costos producto de la aplicación del Decreto de Urgencia N° 037-2008, conforme se explicó en el Informe N° 0025-2010-GART que sustentó la Resolución OSINERGMIN N° 009-2010-OS/CD.



A continuación se detalla la información de base al 31 de marzo de 2011 y el procedimiento seguido para determinar los Cargos Unitarios por Generación Adicional.

G.1 Estimación de los Costos a Compensar

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

A la fecha de expedición de la Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD, que fijó los Precios en Barra aplicables al periodo mayo 2009 – abril 2010, Electroperú S.A. remitió la siguiente documentación sustentatoria de costos vinculados con el DU-037-2008:

- Oficio G-043-2009, en el cual remite el sustento de los gastos incurridos en atención al DU-037-2008 hasta el 31 de diciembre del año 2008, relacionados con el planeamiento y la organización de la adquisición o alquiler de las unidades de emergencia
- Oficio G-120-2009, en el cual remite copia del contrato suscrito con Edegel S.A.A. para la prestación del servicio de seguridad de suministro mediante la conversión de las unidades UTI 5 y 6 (94 MW) de la C.T. Santa Rosa a un sistema dual de combustible. Vigencia del 15 de junio de 2009 al 31 de diciembre de 2010.
- Oficio G-142-2009, en el cual remite copia del contrato suscrito con APR Energy LLC para la prestación del servicio de seguridad de suministro mediante la disponibilidad de 60 MW conectados en la subestación Trujillo. Vigencia del 15 de junio de 2009 al 31 de diciembre de 2010.
- Oficio G-185-2009, en el cual remite copia de los gastos incurridos para la suscripción del contrato con Edegel S.A.A. para la prestación del servicio de seguridad de suministro mediante la conversión de las unidades UTI 5 y 6 (94 MW) de la C.T. Santa Rosa a un sistema dual de combustible. Costos correspondientes al mes de enero de 2009.
- Oficio G-240-2009, en el cual remite copia de los gastos incurridos en el mes de febrero de 2009 por asesoría para elaborar documentación técnica para la contratación de la generación adicional.
- Oficio G-281-2009, en el cual remite copia del contrato suscrito con Red de Energía del Perú S.A. (REP) para la adecuación de Instalaciones en la S.E. Trujillo Norte para la habilitación de Celda de



138 kV para la Conexión de la Central Térmica de Emergencia de Trujillo al SEIN y sus respectivos anexos.⁴⁸

Posteriormente, y para la Resolución OSINERGMIN N° 123-2009-OS/CD, que aprobó el factor de ajuste aplicable a partir del 01 de agosto de 2009, Electroperú S.A. remitió la siguiente información adicional:

- Oficios G-344-2009, G-413-2009 y G-477-2009, en los cuales remite copia de los gastos incurridos en los meses de marzo, abril y mayo de 2009 por la puesta en marcha y operación de la capacidad de generación adicional.
- Oficio G-504-2009, en el cual remite copia del contrato suscrito con PETROPERU S.A. para el suministro y transporte de combustible para la Central Térmica de Emergencia de Trujillo y copia del contrato suscrito con SGS del Perú S.A.C. para el servicio de supervisión de suministro y control del uso de combustible en la Central Térmica de Emergencia de Trujillo⁴⁹.
- Oficios G-552-2009 y G-582-2009, en los cuales remite copia de los gastos incurridos en el mes de junio de 2009 por la puesta en marcha y operación de la capacidad de generación adicional.

Posteriormente, y para la Resolución OSINERGMIN N° 198-2009-OS/CD, que aprobó el factor de ajuste aplicable a partir del 01 de noviembre de 2009, Electroperú S.A. remitió la siguiente información adicional:

- Oficios G-630-2009, G-695-2009 y G-798-2009, en los cuales remite copia de los gastos incurridos en los meses de julio, agosto y setiembre de 2009 por la operación de la capacidad de generación adicional.

Posteriormente, y para la Resolución OSINERGMIN N° 009-2010-OS/CD, que aprobó el factor de ajuste aplicable a partir del 04 de febrero de 2010, Electroperú S.A. ha remitido la siguiente información complementaria:

- Oficios G-876-2009, G-971-2009 y G-054-2010, en los cuales remite copia de los gastos incurridos en los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2009 por la operación de la capacidad de generación adicional.

⁴⁸ Este contrato es por un total de US\$ 150 023,03, incluidos todos los impuestos de ley. Al respecto, la Cláusula Cuarta establece la forma de pago del contrato, disponiéndose que éste se efectuará luego de realizados ciertos trámites que no cuentan con una fecha de inicio establecida, a la vez que se permite que se efectúe un pago adelantado de hasta el 30% al momento de presentadas las garantías correspondientes por parte de REP. En este sentido, el flujo de pagos que origina este contrato no permite establecer fechas precisas, por lo cual se considera más conveniente incluirlos conforme se vayan informando los pagos.

⁴⁹ El contrato de suministro de combustible no se incluye como parte de los costos, toda vez que los gastos en combustible se traducirán en costos de producción de electricidad, los cuales se remuneran vía los costos marginales de corto plazo que sancione el COES-SINAC. Por ello, sólo se considera a compensar la parte de los costos de producción de electricidad no cubierta por los costos marginales.

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



Para efectos de la expedición de la Resolución OSINERGMIN N° 079-2010-OS/CD, que estableció los Precios en Barra aplicables al periodo mayo 2010 – abril 2011, Electroperú S.A. remitió la siguiente información adicional:

- Oficios G-171-2010 y G-249-2010, en los cuales remite copia de los gastos incurridos en los meses de enero y febrero de 2010 por operación de la capacidad de generación adicional.

Posteriormente, y para la Resolución OSINERGMIN N° 198-2010-OS/CD, que aprobó el factor de ajuste aplicable a partir del 04 de agosto de 2010, Electroperú S.A. remitió la siguiente información adicional:

- Oficios G-342-2010, G-448-2010 y G-487-2010, en los cuales remite copia de los gastos incurridos en los meses de marzo, abril y mayo de 2010 por operación de la capacidad de generación adicional.

Posteriormente, y para la Resolución OSINERGMIN N° 253-2010-OS/CD, que aprobó el factor de ajuste aplicable a partir del 04 de noviembre de 2010, Electroperú S.A. remitió la siguiente información adicional:

- Oficios G-566-2010, G-629-2010 y G-701-2010 en los cuales remite copia de los gastos incurridos en los meses de junio, julio y agosto de 2010 por operación de la capacidad de generación adicional.

Posteriormente, y para la Resolución OSINERGMIN N° 012-2011-OS/CD, que aprobó el factor de ajuste aplicable a partir del 04 de febrero de 2011, Electroperú S.A. remitió la siguiente información adicional:

- Oficios G-763-2010, G-849-2010, G-917-2010 y G-061-2011, en los cuales remite copia de los gastos incurridos en los meses de setiembre, octubre, noviembre y diciembre de 2010 por operación de la capacidad de generación adicional.
- Oficio G-054-2011, en el cual remite copia de los acuerdos que figuran en el acta de su Sesión de Directorio N° 1368 del 21 de enero de 2011 para contratar 60 MW de generación en la Subestación Trujillo Norte para el periodo enero – julio 2011 con APR Energy LLC, contratar el suministro de combustible con Petroperu y contratar la supervisión de suministro y control de uso del combustible para la central con SGS del Perú S.A.C. Asimismo adjunta copia de las cotizaciones de los mencionados proveedores.

Finalmente, para efectos de la presente regulación, Electroperú S.A. remitió la siguiente información adicional:

- Oficios G-165-2011 y G-258-2011, en los cuales remite copia de los gastos incurridos en los meses de enero y febrero de 2011 por operación de la capacidad de generación adicional.

Cabe señalar que, con fecha 17 de diciembre de 2010, mediante Oficio C-1768-2010 Electroperú S.A. solicitó que i) se considere del IGV en los ingresos a favor de la compensación por Generación Adicional dispuesta por las Resoluciones de OSINERGMIN N° 009-2010-OS/CD y N° 198-2010-OS/CD, ii) se modifique los costos financieros reconocidos a ELECTROPERÚ para atender la Generación Adicional, y iii) se reconozca el "volumen muerto"



de combustible almacenado en la base de los tanques de la Central Termoeléctrica de Emergencia (CTE) de Trujillo, de alrededor de 40 mil galones, no utilizable para la operación de dicha central, ni posible de ser devuelto a PETROPERÚ.

Al respecto, conforme se indica en los informes que analizan los argumentos de Electroperú S.A. y que fueron emitidos como sustento de la Resolución OSINERGMIN N° 012-2011-OS/CD, no corresponde incluir el IGV al no ocasionar costo alguno, igualmente en cuanto a los costos financieros corresponde mantener el reconocimiento del costo de oportunidad promedio ponderado, obtenido a razón entre los ingresos financieros y el valor del saldo en caja y bancos negociables que figuran en sus Balances Generales y Estados de Ganancias y Pérdidas trimestrales. Finalmente, no se recibió sustento alguno respecto del "volumen muerto" a que hacía referencia Electroperú S.A., por lo que no se tomó en cuenta para efectos de la liquidación de costos efectuada mediante la Resolución OSINERGMIN N° 012-2011-OS/CD.

Complementariamente, mediante Carta COES/D-316-2011, el COES-SINAC remitió su informe técnico COES/D/DO/SPR-118-2011, "Compensación estimada por costos variables superiores al costo marginal y para cubrir los retiros sin contrato periodo marzo 2011 a diciembre de 2012", de conformidad con el Artículo 6° del Procedimiento "Compensación por Generación Adicional", determinando los Costos Netos Incurridos asociados a la operación de la Generación Adicional que corresponden incorporarse como parte de los Costos Totales incurridos que deben ser compensados. Así mismo se adjuntó el informe técnico COES/D/DO/STR-081-2011, "Reajuste de los Costos Totales Estimados Asociados a la Operación de la Generación Adicional mayo 2011 – abril 2012".

Los mencionados Costos Netos Incurridos se determinan mediante a la siguiente fórmula:

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

Donde:

- i = Unidad correspondiente a la Generación Adicional.
- q = Cada periodo de 15 minutos de la operación de la unidad i.
- Q = Número total de periodos q en que operó la unidad i de la Generación Adicional.
- E = Energía inyectada por la unidad i de la Generación Adicional en el periodo q.
- CV = Costo variable de la unidad i de la Generación Adicional determinado de acuerdo al numeral 9.1.1 del Procedimiento Técnico N° 33 del COES, para el periodo q, donde el Costo Variable No Combustible será el sustentado por el Generador estatal.



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

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

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

Los valores informados al 24 de marzo de 2011, mediante carta COES/D/DO-316-2011 del COES-SINAC se muestran en el cuadro siguiente, que incluyen la revisión de la valorización de las transferencias efectuadas hasta febrero de 2011:

Cuadro No. G.1

Fecha de Pago	Concepto	S/. (sin IGV)
Jun-09	Costos Netos Incurridos Mayo 2009	0
Jul-09	Costos Netos Incurridos Junio 2009	27 325,17
Ago-09	Costos Netos Incurridos Julio 2009	663 852,60
Sep-09	Costos Netos Incurridos Agosto 2009	2 767 710,95
Oct-09	Costos Netos Incurridos Setiembre 2009	8 489 286,38
Nov-09	Costos Netos Incurridos Octubre 2009	5 136 680,93
Dic-09	Costos Netos Incurridos Noviembre 2009	4 916 704,31
Ene-10	Costos Netos Incurridos Diciembre 2009	-379 488,03
Feb-10	Costos Netos Incurridos Enero 2010	-475 126,42
Mar-10	Costos Netos Incurridos Febrero 2010	-444 142,06
Abr-10	Costos Netos Incurridos Marzo 2010	-433 571,45
May-10	Costos Netos Incurridos Abril 2010	-259 246,10
Jun-10	Costos Netos Incurridos Mayo 2010	-47 729,45
Jul-10	Costos Netos Incurridos Junio 2010	324 936,47
Ago-10	Costos Netos Incurridos Julio 2010	3 649 329,91
Sep-10	Costos Netos Incurridos Agosto 2010	8 450 318,65
Oct-10	Costos Netos Incurridos Setiembre 2010	5 706 881,71
Nov-10	Costos Netos Incurridos Octubre 2010	4 589 317,20
Dic-10	Costos Netos Incurridos Noviembre 2010	8 389 612,00
Ene-11	Costos Netos Incurridos Diciembre 2010	8 906 584,75
Feb-11	Costos Netos Incurridos Enero 2011	2 605 397,00
Mar-11	Costos Netos Incurridos Febrero 2011	5 781 742,00



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

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

Cuadro No. G.2

Carta Electroperú S.A.	Fecha de Pago	Concepto	Pagos Registrados S/. (sin IGV)
G-043-2009	Oct-08	Servicios de Terceros	39 422,15
G-043-2009	Oct-08	Otros Gastos Diversos de Gestión	1 726,10
G-043-2009	Nov-08	Servicios de Terceros	36 694,20
G-043-2009	Nov-08	Otros Gastos Diversos de Gestión	11 881,96
G-043-2009	Nov-08	Tributos	31,00
G-043-2009	Dic-08	Servicios de Terceros	27 650,25
G-043-2009	Dic-08	Otros Gastos Diversos de Gestión	540,55
G-185-2009	Ene-09	Contratación Edegel Capacidad Adicional	6 041,08
G-240-2009	Feb-09	Servicios de Terceros	9 000,00
G-240-2009	Feb-09	Otros Gastos Diversos de Gestión	1 749,00
G-344-2009	Mar-09	Gastos Incurridos en marzo 2009	10 777,02
G-413-2009	Abr-09	Gastos Incurridos en abril 2009	9 406,25
G-477-2009	May-09	Gastos Incurridos en mayo 2009	54 849,84
G-552-2009			
G-582-2009	Jun-09	Gastos Incurridos en junio 2009	279 071,12
G-630-2009*	Jul-09	Gastos Incurridos en julio 2009	135 100,37
G-695-2009*	Ago-09	Gastos Incurridos en agosto 2009	2 345 788,50
G-798-2009*	Sep-09	Gastos Incurridos en setiembre 2009	9 724 754,55
G-876-2009*	Oct-09	Gastos Incurridos en octubre 2009	7 289 901,45
G-971-2009*	Nov-09	Gastos Incurridos en noviembre 2009	8 782 641,21
G-054-2010*	Dic-09	Gastos Incurridos en diciembre 2009	7 028 483,18
G-171-2010*			
G-253-2010*	Ene-10	Gastos Incurridos en enero 2010	6 782 153,07
G-171-2010*			
G-249-2010*	Feb-10	Gastos Incurridos en febrero 2010	7 410 357,28
G-342-2010*	Mar-10	Gastos Incurridos en marzo 2010	5 465 299,27
G-448-2010*	Abr-10	Gastos Incurridos en abril 2010	4 506 440,19
G-487-2010*	May-10	Gastos Incurridos en mayo 2010	12 535 608,11
G-566-2010*	Jun-10	Gastos Incurridos en junio 2010	7 201 582,13
G-629-2010*	Jul-10	Gastos Incurridos en julio 2010	7 183 208,26
G-701-2010*	Ago-10	Gastos Incurridos en agosto 2010	7 626 569,21
G-763-2010*	Set-10	Gastos Incurridos en setiembre 2010	6 947 735,00
G-849-2010*	Oct-10	Gastos Incurridos en octubre 2010	7 024 326,65
G-917-2010**	Nov-10	Gastos Incurridos en noviembre 2010	7 002 395,32
G-061-2011*	Dic-10	Gastos Incurridos en diciembre 2010	5 390 984,36
G-165-2011*	Ene-11	Gastos Incurridos en enero 2011	5 209 197,00
G-258-2011*	Feb-11	Gastos Incurridos en febrero 2011	90 310,36

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



**Además de descontar los gastos en combustible y pagos por costo variable al contrato con APR Energy, se descontó los ingresos por venta de bases para la contratación de generación adicional de 120MW, considerando preliminarmente a tres postores conforme figura en el acta de precalificación y el precio de venta que figura en la convocatoria a licitación.

Finalmente, y en cumplimiento del DU-037-2008, corresponde reconocer los costos financieros en que incurre la empresa por los gastos realizados, lo que implica en este caso el Impuesto a la Transacciones Financieras (ITF⁵⁰) y la pérdida financiera en que incurre Electroperú S.A., correspondiendo el segundo concepto ser aplicado sobre la suma del gasto efectuado y el ITF vinculado a dicho gasto. El costo de oportunidad del capital considerado para determinar los costos financieros no corresponde al informado por Electroperú S.A. (tasa de interés de Mi Banco), sino a su costo de oportunidad promedio ponderado, obtenido a razón entre los ingresos financieros y el valor del saldo en caja y bancos negociables que figuran en sus Balances Generales y Estados de Ganancias y Pérdidas trimestrales, conforme a la análisis efectuado por la Oficina de Estudios Económicos de OSINERGMIN⁵¹.

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

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

Cuadro No. G.3

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



⁵⁰ 0,07% para el año 2008, 0,06% para el año 2009 y 0,05% para el año 2010.

⁵¹ Ver Informe Técnico N° 019-2009-OS/OEE, anexo del informe N° 0315-2009-GART, que sustentó la Resolución OSINERGMIN N° 123-2009-OS/CD, e Informe Técnico N°006-2010-OS/OEE, anexo del Informe N° 0127-2010-GART, que sustentó la Resolución OSINERGMIN N° 079-2010-OS/CD; así como el Informe Técnico N° 004-2011-OEE/OS anexo al presente informe.

Carta	Fecha de Cobro	Concepto	Cobros Mensuales S/. (sin IGV)
G-876-2009	Nov-09	Recaudación por Res OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD - Transferencia COES Oct-09	6 270 224,86
G-971-2009	Dic-09	Recaudación por Res OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD - Transferencia COES Nov-09	6 803 651,89
G-054-2010	Ene-10	Recaudación por Res OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD - Transferencia COES Dic-09	6 168 692,05
COES/D-210-2010	Feb-10	Recaudación por Res OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD - Transferencia COES Ene-10	6 546 406,89
COES/D-210-2010	Mar-10	Recaudación por Res OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD - Transferencia COES Feb-10	4 790 261,76
COES/D/DO-626-2010	Abr-10	Recaudación por Res OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD - Transferencia COES Mar-10	4 659 648,89
COES/D/DO-626-2010	May-10	Recaudación por Res OSINERGMIN N° 079-2010-OS/CD - Transferencia COES Abr-10	4 596 187,03
COES/D/DO-900-2010	Jun-10	Recaudación por Res OSINERGMIN N° 079-2010-OS/CD - Transferencia COES May-10	73 712,99
COES/D/DO-900-2010	Jul-10	Recaudación por Res OSINERGMIN N° 079-2010-OS/CD - Transferencia COES Jun-10	76 071,54
COES/D/DO-900-2010	Ago-10	Recaudación por Res OSINERGMIN N° 079-2010-OS/CD - Transferencia COES Jul-10	76 472,32
COES/D/DO-900-2010	Set-10	Recaudación por Res OSINERGMIN N° 079-2010-OS/CD - Transferencia COES Ago-10	7 151,86
COES/D/DO-900-2010	Oct-10	Recaudación por Res OSINERGMIN N° 079-2010-OS/CD - Transferencia COES Set-10	2,35
COES/D/DO-900-2010	Nov-10	Recaudación por Res OSINERGMIN N° 079-2010-OS/CD - Transferencia COES Oct-10	0,00
COES/D/DO-038-2011	Dic-10	Recaudación por Res OSINERGMIN N° 079-2010-OS/CD - Transferencia COES Nov-10	1 839 478,14
COES/D/DO-038-2011	Ene-11	Recaudación por Res OSINERGMIN N° 079-2010-OS/CD - Transferencia COES Dic-10	2 018 218,86
COES/D/DO-073-2011		Laudo Arbitral (*)	432 819,29
COES/D/DO-316-2011	Feb-11	Recaudación por Res OSINERGMIN N° 079-2010-OS/CD - Transferencia COES Ene-11	2 158 251,40
COES/D/DO-316-2011	Mar-11	Recaudación por Res OSINERGMIN N° 079-2010-OS/CD - Transferencia COES Feb-11	15 539 451,60

(*) Saldo derivado del recalcu para el periodo noviembre 2008 a junio 2010 por Laudo de Derecho de la Controversia entre Xstrata y EGEMSA

Cabe señalar que toda actualización monetaria se efectúa al 30 de abril de 2011, en vista que la tarifa se aplicará a partir del 01 de mayo de 2011.

Asimismo, de conformidad con lo dispuesto en el numeral 4.2 del Procedimiento "Compensación por Generación Adicional" se estimaron los costos vinculados a la operación de las unidades como los asociados a la potencia disponible de acuerdo con lo establecido en los contratos y se descontó los ingresos por potencia firme esperados.



Finalmente, se considera la liquidación del saldo neto acumulado a que se refiere el numeral 8.1 del Procedimiento "Compensación por Generación Adicional".

G.2 Descuento de Ingresos por Exportación de Electricidad

Mediante Carta C-0790-2010, Electroperú S.A. remitió la información sobre el saldo por venta de electricidad a Ecuador de noviembre de 2009 a abril de 2010, una vez culminado el contrato de suministro, con el detalle siguiente.

Cuadro No. G.4

Fecha de Pago	Concepto	S/. (sin IGV)*
Dic-09	Saldo de noviembre 2009	6 824 854,89
Ene-10	Saldo de diciembre 2009	16 926 715,35
Feb-10	Saldo de enero 2010	17 444 253,23
Mar-10	Saldo de febrero 2010	15 652 742,24
Abr-10	Saldo de marzo 2010	7 233 521,49
May-10	Saldo de abril 2010	12 430 889,39

*Considerando el tipo de cambio informado por Electroperú S.A.

Sobre la base de los saldos registrados se recaudó un saldo de S/. 76 512 976,59. De este monto S/. 13 366 707 se consideran como ingresos a favor de la compensación por Generación Adicional en el mes de febrero de 2010 conforme a lo establecido por la Resolución OSINERGMIN N° 009-2010-OS/CD; en tanto el saldo restante se considera como ingreso al mes de mayo de 2010 conforme a lo establecido por la Resolución OSINERGMIN N° 198-2010-OS/CD, en aplicación del DU-109-2009, el cual dispuso que el íntegro del saldo neto se destine a reducir el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión.

Cuadro No. G.5

Resolución	Fecha de Registro	Concepto	Cobros Mensuales S/. (sin IGV)
009-2010-S/CD	Feb-10	Decreto de Urgencia N° 109-2009	13 366 707,00
198-2010-S/CD	May-10	Decreto de Urgencia N° 109-2009	63 146 269,59

G.3 Determinación de los Cargos Unitarios por Generación Adicional

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



Cuadro No. G.6

Tipo de Usuario	Factores de Reparto
Regulados	0,2688
Libres no Grandes Usuarios	0,1995
Grandes Usuarios	0,5317
Total	1,0000

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

El cuadro siguiente muestra los cargos unitarios aplicables al año tarifario mayo 2011 – abril 2012:

Cuadro No. G.7

Tipo de Usuario	Regulado	Libre no Gran Usuario	Gran Usuario
A Compensar (S/.) (Mayo 11 - Julio 11)	17 382 477		
Asignado por tipo de usuario (S/.)	4 672 936	3 467 986	9 241 555
Máxima Demanda Ventas 2011 (MW)	3 123	720	805
Periodo de Recuperación (meses)	12		
Cargo Unitario por Generación Adicional que debe adicionarse al PCSPT (S/. /kW-mes)	0,12	0,40	0,96



Anexo H

Representación de capacidad de Transmisión y de Ducto de Transporte de Gas Natural

H.1 Representación Capacidad de Transmisión

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores señala que ha modelado las líneas sin considerar congestión en las instalaciones de transmisión de acuerdo a la extensión del Decreto de Urgencia N° 049-2008.

Al respecto, se debe señalar que mediante Decreto de Urgencia N° 079-2010, publicado el 16 de diciembre de 2010, se proroga la vigencia del Decreto de Urgencia N° 049-2008 hasta el 31 de diciembre de 2013, y por tanto no se consideran las restricciones en la transmisión eléctrica hasta esa fecha.

H.2 Representación de Ducto de Transporte de Gas Natural

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores señala que ha modelado las centrales termoeléctricas sin considerar congestión en el Ducto de Transporte de Gas Natural de acuerdo a la extensión del Decreto de Urgencia N° 049-2008.

Al respecto, se debe señalar que mediante Decreto de Urgencia N° 079-2010, publicado el 16 de diciembre de 2010, se proroga la vigencia del Decreto de Urgencia N° 049-2008 hasta el 31 de diciembre de 2013, y por tanto no se consideran las restricciones de transporte de gas natural hasta esa fecha.



Anexo I

Valor Nuevo de Reemplazo y Costo de Operación y Mantenimiento de REP

En este Anexo se describe el análisis efectuado por OSINERGMIN para la determinación del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) y de los Costos de Operación y Mantenimiento (COyM) de las instalaciones de REP que forman parte del Sistema Principal de Transmisión (SPT).

I.1 Propuesta Inicial

En la propuesta inicial contenida en el ESTUDIO, el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC mantiene el VNR vigente de las instalaciones de REP, toda vez que su actualización corresponderá efectuarse en las fijaciones tarifarias de mayo 2013 y mayo 2014. En cuanto al COyM correspondiente a las instalaciones de REP que forman parte del SPT se presenta un nuevo valor.

El cuadro siguiente resume los valores de la propuesta inicial de VNR y COyM para las instalaciones de transmisión de REP.

Cuadro No. I.1

Propuesta Inicial de VNR y COyM del SPT de REP

DESCRIPCION	TOTAL (US\$)
VNR	113 578 787
COyM	4 295 768

I.2 Observaciones a la propuesta inicial

De acuerdo con lo previsto en el procedimiento regulatorio, con fecha 15 de diciembre de 2010, OSINERGMIN, a través del Informe N° 0431-2010-GART, comunicó por escrito sus observaciones al estudio técnico económico presentado por el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC. En este informe se incluyeron las observaciones al VNR y COyM propuesto para las instalaciones de REP, las cuales se resumen a continuación:

- En relación al VNR, se solicitó realizar la valorización de los nuevos elementos que fueron aprobados dentro del actual Plan de Inversiones y los elementos que se originan producto de las ampliaciones de REP, a fin de poder determinar los inductores de asignación a la transmisión de REP (% de participación al SPT y al SST) los que están ligados directamente en el cálculo para determinar los Costos de O&M.



- Se requirió revisar o en su defecto explicar las variaciones del COyM con respecto a los valores vigentes, que en algunos casos son superiores al 16%. Asimismo se observó que en el rubro “Personal” referente a costos de “Gestión” el incremento es superior a 30%.
- Se observó que los costos unitarios de diversos recursos (Mano de Obra, Materiales, Maquinaria y Equipos) empleados en la determinación del COyM se encuentran en valores.
- Se requirió la sustentación del factor “1,02392812” el cual afecta a los costos unitarios de operación de centros de control y costos de operación de las subestaciones, así como los costos de mantenimiento de líneas de transmisión, subestaciones y centros de control.
- Se observó que en la determinación del COyM de centro de control y mantenimiento en telecomunicaciones se utiliza inductores correspondientes al VNR del 2006.
- Se requirió el sustento de las modificaciones en la hoja “M-501” del archivo “Anexo 8.1.xls” las cuales originan que el costo de gestión personal se incremente en 32,22% respecto al costos vigente.
- Asimismo, se observó que diversos archivos de cálculo del VNR y COyM presentados como parte del ESTUDIO contienen solamente valores que no permiten su trazabilidad y no se adjuntan todos los archivos a los cuales se hace el llamado de vinculación.

I.3 Absolución de Observaciones

El Subcomité de Transmisores del COES-SINAC presentó en la absolución de observaciones, nuevos valores de COyM para las instalaciones de transmisión de REP que forman parte del SPT. A continuación se resume lo presentado como absolución a las observaciones planteadas por OSINERGMIN.

Valor Nuevo de Reemplazo

- Con relación al VNR, se señala que no es necesaria su actualización, ya que no corresponde la misma hasta mayo de 2013 y mayo de 2014.

Costos de Operación y Mantenimiento

- Se señala que el incremento en el COyM, se justifica por el aumento del rubro personal debido a que el esquema organizacional que plantea OSINERGMIN para una empresa “Grande”, de la envergadura de REP, no se ajusta a los costos ni puestos que en la realidad la empresa tiene que mantener para ofrecer un eficiente servicio de transmisión.
- Se señala que los valores de los costos unitarios de recursos, los costos unitarios de operación de centros de control, costos de operación de subestaciones y costos de mantenimiento de líneas de transmisión, subestaciones y centros de control han sido actualizados considerando el



valor de la inflación acumulada entre setiembre de 2009 a agosto de 2010.

- Se señala que para determinar el COyM de centro de control y mantenimiento de telecomunicaciones se emplearon los inductores aprobados en la fijación tarifaria de mayo 2010.
- Se señala que se han realizado ajustes en la hoja "M-501" del archivo "Anexo 8.1.xls" adecuándolo a una organización eficiente para una empresa "Grande" de la envergadura de REP.

En el cuadro siguiente se resume los valores de la propuesta final de VNR y COyM para las instalaciones de transmisión de REP, contenidos en la ABSOLUCIÓN.

Cuadro No. I.2

Propuesta Final de VNR y COyM del SPT de REP

DESCRIPCION	TOTAL (US\$)
VNR	113 578 787
COyM	4 300 855

I.4 Análisis y Propuesta de OSINERGMIN

Del análisis de la información y resultados presentados por el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC para la determinación del COyM de las instalaciones de REP que pertenecen al SPT, se describe a continuación los aspectos relevantes considerados por el regulador en la modificación del COyM presentado en el ESTUDIO.

I.4.2. Determinación del COyM

Para la determinación de los costos de operación y mantenimiento, se ha tenido en cuenta la información proporcionada por el Subcomité de Transmisores y los análisis realizados por OSINERGMIN sobre el particular.

Los costos de operación y mantenimiento están compuestos por los siguientes rubros principales: Mantenimiento, Operación, Gestión y Seguridad.

Con relación a los costos de mantenimiento

Se debe reiterar que los costos de mano de obra, materiales, maquinaria y equipos, no se actualizan por las variaciones del Dólar Americano y el IPM o en función a índices macroeconómicos, según se sostiene en las respuestas a las observaciones, sino que corresponden a costos de mercado tomados de lo publicado en la revista COSTOS, que son los mismos publicados en la revista CAPECO.



Con relación a los costos de operación

Los costos de operación comprenden los costos de todos los procesos necesarios para operar las instalaciones eléctricas, así como el mantenimiento de los equipos dedicados a esta actividad empresarial, considerando personal, materiales, transporte y servicios.

Bajo el mismo criterio utilizado en la regulación de mayo 2010, se ha considerado el mantenimiento de los centros de control y del sistema de telecomunicaciones como parte de los costos de operación, para ello se han aplicado módulos estándares con actividades de mantenimiento para este tipo de instalaciones.

Con relación a los costos de gestión

Los costos de gestión personal se han determinado a partir de la estructura organizacional considerada en la regulación de mayo 2009, toda vez que por economía de escala REP emplea gran parte de sus cuadros gerenciales y de gestión para todas las empresas que pertenecen al grupo ISA, para las cuales se consideran sus propios costos de operación y mantenimiento y por ende los costos de gestión; así mismo, se han empleado las remuneraciones correspondientes al percentil 90 del Cuadro General de Remuneraciones y el cuartil superior del Sector Electricidad según los resultados de La Encuesta publicada por PriceWaterHouseCoopers, al 31 de enero de 2011.

Los costos totales de gestión se han prorrateado a la transmisión teniendo en cuenta que REP, además de administrar sus propias instalaciones presta servicios a otras empresas. Dicho prorrateo se ha realizado en función de los ingresos que cada negocio renta a la empresa, según los valores que figuran en los respectivos Anuarios del año 2009.

Los costos de gestión no personal se determinaron a partir de una optimización de los recursos necesarios, considerando la información de Estados Financieros y Costos Indirectos por Naturaleza y Destino disgregado, de REP. Por otro lado, los costos indirectos incluyen los aportes realizados de acuerdo al Decreto Ley 25844, LCE.

Asimismo, los costos de gestión incluyen los costos de seguros, para lo cual se asumió un porcentaje de prima igual al promedio que sufragan las empresas dedicadas de manera exclusiva al negocio de la transmisión, el cual asciende a 2,34‰ (por mil).

Los costos relacionados con el Impuesto a las Transacciones Financieras (ITF), se han determinado en base a un número óptimo de vueltas que el dinero dé se emplea la tasa promedio vigente de 0,005% que rige a partir del 01 de abril de 2011, según lo dispuesto en el Artículo 5° de la Ley N° 29667, publicada el 20.02.2011.

Con relación a los costos de seguridad

Se ha considerado vigilancia en las subestaciones, mas no en las líneas de transmisión. La valorización de la seguridad se basa en puestos de vigilancia de 24 horas, se considera 2, 1 o ningún puesto de vigilancia dependiendo de la importancia y ubicación estratégica de las subestaciones. Los costos de



seguridad en las subestaciones donde existe más de un titular se han prorrateado en función al costo de inversión.

Como resultado, el COyM de las instalaciones de REP que pertenecen al SPT asciende a US\$ 3 927 234, según el detalle que se muestra en el cuadro siguiente:

Cuadro N° I.3

COyM del SPT de REP – Análisis de OSINERGMIN

OPERACIÓN	254 234
Operación CC	43 361
Operación de Subestaciones	210 873
MANTENIMIENTO	1 442 265
Líneas de Transmisión	1 028 574
Subestaciones	347 418
Mantenimiento CC Y TEL	66 273
GESTIÓN	2 078 476
Personal	999 239
No Personales	1 079 236
Costos No Personales sin Seguros	770 847
SEGUROS	308 389
SEGURIDAD	152 259
Sub Total COyM	3 927 234
VNR	113 578 787
COyM/VNR	3,4577%



Anexo J

Valor Nuevo de Reemplazo y Costo de Operación y Mantenimiento de ETESELVA

En este Anexo se describe el análisis efectuado por OSINERGMIN para la determinación del VNR y COyM de las instalaciones de la empresa Eteselva S.R.L. (ETESELVA) que forman parte del SPT.

Dichas instalaciones están conformadas por la línea de transmisión 220 kV, Vizcarra-Paramonga Nueva, y por parte de las celdas conexas a la misma.

J.1 Propuesta Inicial

Conforme corresponde, en la propuesta inicial contenida en el ESTUDIO, el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC mantiene el VNR vigente de las instalaciones de ETESELVA que forman parte del SPT, toda vez que su actualización corresponderá efectuarse en la fijación tarifaria de mayo 2013. En cuanto al COyM de dichas instalaciones se presenta un nuevo valor.

El cuadro siguiente resume los valores de la propuesta inicial de VNR y COyM para las instalaciones de transmisión de ETESELVA.

Cuadro No. J.1

Propuesta Inicial de VNR y COyM del SPT de ETESELVA

DESCRIPCION	TOTAL (US\$)
VNR	19 545 471
COyM	1 027 299

J.2 Observaciones a la Propuesta Inicial

De acuerdo con lo previsto en el procedimiento regulatorio, con fecha 15 de diciembre de 2010, OSINERGMIN, a través del Informe N° 0431-2010-GART, comunicó por escrito sus observaciones al estudio técnico económico presentado por el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC. En este informe se incluyeron las observaciones al COyM propuesto para las instalaciones de ETESELVA, las cuales se resumen a continuación:

- Se requirió revisar o en su defecto explicar las variaciones de los costos de O&M con respecto a los valores vigentes, que en algunos casos son superiores al 70%.
- Se observó que la hoja "REPARTO" del archivo "Formulario M-202.xls" presentado como parte del ESTUDIO contiene solamente valores que no



permiten su trazabilidad y la verificación de la actualización de la información.

- Se solicitó sustentar los motivos por los que sólo se considero dos tramos para la línea de transmisión 220 kV Vizcarra-Paramonga Nueva y no cuatro tramos como se determinó en la regulación 2009.
- Se solicitó la revisión y sustentación de las actividades de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo consideradas para líneas de transmisión, dado que las modificaciones han originado un incremento de 81% respecto al valor fijado en la regulación 2010.
- Se encontró incoherencias en el análisis de costos unitarios para las actividades mantenimiento de líneas de transmisión en costa, sierra y selva, por lo que se requirió la revisión de los rendimientos para las diversas actividades de mantenimiento, así como la cantidad de recursos empleados en las mismas o, en su defecto presentar el sustento correspondiente.
- Se observó que los costos de mantenimiento de subestaciones no están considerando los porcentajes correspondientes al uso común del elemento entre diferentes titulares, así como no se está realizando un reparto adecuado de los costos comunes entre todos los elementos pertenecientes a la SET.
- Se encontró incoherencias en el análisis de costos unitarios para las actividades mantenimiento de subestaciones de potencia en costa, sierra y selva, por lo que se requirió la revisión de los rendimientos para las diversas actividades de mantenimiento, así como la cantidad de recursos empleados en las mismas o, en su defecto presentar el sustento correspondiente.
- Se observó que los tiempos de dedicación por actividad principal, mostrados en la hoja "502" del archivo "gastos gestión_mod.xls" han sido determinados en función del valor de la infraestructura de cada negocio y que para los costos del personal de las áreas operativas, sean considerado los inductores de acuerdo al valor del VNR del sistema de transmisión (principal y secundario).
- Se requirió revisar los tiempos de dedicación por actividad principal mostrado en la hoja "M-502" del archivo "gastos gestión_mod.xls" dado que no vienen siendo afectados por el 75% de acuerdo a la R.M. N° 197-94-EM/VME.
- Se solicitó corregir el valor del monto asegurado e incluir la prima de seguro basado en el promedio del mercado.
- Se solicitó sustentar la aplicación del 100% del factor de ITF determinado en la hoja "ITF" del archivo "gastos gestion_mod.xls".



J.3 Absolución de Observaciones

El Subcomité de Transmisores del COES-SINAC presentó en la absolución de observaciones, nuevos valores de COyM para las instalaciones de transmisión de ETESELVA que forman parte del SPT. A continuación se resume lo presentado como absolución a las observaciones planteadas por OSINERGMIN.

Costos de Operación y Mantenimiento

- Se señala que a pesar de considerar el mismo organigrama y salarios mensuales empleados por OSINERGMIN en la fijación tarifaria de mayo 2010, las diferencias persisten. Esto debido a criterios equivocados asumidos por OSINERGMIN al asignar los costos de personal en función de las ventas.
- Se indica, que se han corregido los errores de vinculación en los archivos Excel correspondientes.
- Se indica que se acoge la corrección respecto al número de tramos de la línea Vizcarra – Paramonga Nueva 220 kV y se adjunta una lista de construcción con las longitudes de cada tramo.
- Se indica que las actividades de mantenimiento de líneas de transmisión propuestas son las mismas a las propuestas en fijaciones anteriores y se basan en actividades que la empresa realiza.
- Se indica que para la fijación, el SPT de ETESELVA sólo tiene una línea de transmisión que cruza las regiones de la Costa y Sierra, y por tanto la observación de OSINERGMIN no corresponde ya que las actividades mencionadas deben considerar sólo las dos regiones geográficas. Adicionalmente sugiere a OSINERGMIN realizar una revisión de los rendimientos de las diversas actividades.
- Sobre las incoherencias encontradas en el análisis de costos para el mantenimiento de subestaciones de potencia, se indica que ETESELVA ha corregido y comparado las diversas actividades de mantenimiento respecto a las empleadas por OSINERGMIN en la fijación tarifaria de mayo 2010.
- Se señala que el criterio de asignación por ventas, empleado por OSINERGMIN, para determinar los inductores para asignar los tiempos de dedicación es errado, ya que las tres empresas del Grupo Aguaytía desarrollan actividades distintas y tienen ingresos diferentes.

Se agrega que, sin perjuicio de lo anterior, OSINERGMIN, para determinar los costos de personal de ETESELVA asignando los costos del personal del Grupo Aguaytía, en función de las ventas, debe considerar todas las áreas del grupo y no sólo las correspondientes a una empresa de transmisión modelo, ya que esto perjudica a ETESELVA frente a otras empresas dedicadas exclusivamente a la transmisión.

- ETESELVA considera que la aplicación de la R.M: N° 197-94-EM/VME no corresponde a empresas que no presentan ampliaciones y/o modificaciones en su sistema de transmisión pudiendo corresponder esta



aplicación a empresas de distribución que se encuentran en continuo cambio. Además, recalca, que el 25% deducido para estudios y obras, OSINERGMIN no lo considera en ninguna inversión o estudio, llámese VNR

- Sobre el costo de seguros, se indica que se ha corregido el monto asegurado y actualizado la prima de seguro; además, sugiere a OSINERGMIN considerar la prima de dicho seguro ya que la póliza es real con valores de mercado.

En el cuadro siguiente se resume los valores de la propuesta final de VNR y COyM para las instalaciones de transmisión de ETESELVA, contenidos en la ABSOLUCIÓN.

Cuadro No. J.2

Propuesta Final de VNR y COyM del SPT de ETESELVA

DESCRIPCION	TOTAL (US\$)
VNR	19 545 471
COyM	989 656

J.4 Análisis y Propuesta de OSINERGMIN

Como resultado del análisis de la propuesta final, se concluye que ETESELVA no absuelve a cabalidad las observaciones formuladas por OSINERGMIN a la propuesta inicial.

Respecto a la aplicación de la R.M. N° 197-94-EM/VME, que ETESELVA argumenta no debiera aplicarse en su caso, cabe señalar que la Resolución Ministerial N° 197-94-EM/VME mediante la cual se aprueba el Manual de Costos para Empresas de Electricidad Concesionarias y/o Autorizadas, referente a los Gastos de Administración, en su punto 5.1 (C) señala expresamente lo siguiente:

“Los gastos de los órganos de Gobierno de cada empresa (Directorio, Auditoría Interna, Asesorías, Secretaría del Directorio, Gerencia General, Área de Operaciones, Comercialización, Finanzas, Administración y otras áreas equivalentes), serán aplicados en un 75% al costo del servicio y el 25% restante al costo de las inversiones en estudios y obras, siempre que este monto resultante no exceda del 7,5% del monto de la inversión analizada.”;

Se reitera que para el caso de ETESELVA, se ha considerado que dicho 25% podría estar orientado a inversiones en estudios necesarios para mantener sus instalaciones en condiciones óptimas de operación, como por ejemplo: estudio de contaminación ambiental para el adecuado mantenimiento de sus estructuras metálicas y de aisladores, estudio de resistividad del terreno para



el mejoramiento de las puestas a tierra, estudio de niveles cerámicos para el ajuste de la protección, estudios de análisis de fallas para el establecimiento de acciones correctivas y de contingencia, estudio de seguimiento del mantenimiento para su eficiente reprogramación, etc.

Por otro lado, las inversiones que se reconocen en cada regulación corresponden a instalaciones consideradas como nuevas (llámese VNR), en donde se incluyen como gastos administrativos alrededor del 15% de los costos de inversión, en el cual se considera incluido el 7,5% que se señala como límite en la Resolución Ministerial N° 197-94-EM/VME por concepto de deducción de los gastos de los órganos de gobierno de la empresa.

En cuanto a los inductores de asignación de los costos de gestión comunes entre las empresas que conforman el Grupo Aguaytía, es del caso señalar que los costos del personal correspondiente a las áreas de dirección y gerenciales se han asignado en función a los ingresos que cada negocio genera a dicho grupo empresarial, es decir entre las tres empresas que lo conforman: Eteselva S.R.L., Termoselva S.R.L. y Aguaytía Energy, de acuerdo a los últimos Estados Financieros presentados en su última propuesta. De esta manera se toma en cuenta que en un grupo empresarial la remuneración de su personal directivo y gerencial es invariable, pero debe ser prorrateado de acuerdo a su efectividad de gestión en cada uno de los negocios, lo cual precisamente se refleja en el ingreso obtenido de cada negocio, pues de lo contrario se estarían cargando mayores costos de gestión al negocio menos eficiente.

Sin embargo, los costos del personal de las áreas operativas, no relacionados íntegramente con las actividades de transmisión, se asignaron en función al valor de la infraestructura de cada negocio, de acuerdo a los mismos Estados Financieros a los que se refiere el párrafo anterior.

Asimismo, es necesario precisar que para determinar los costos del personal del Grupo Aguaytía se toma como base los puestos publicados por la PriceWaterHouseCooper correspondientes al Staff Corporativo y los genéricos de una empresa grande con salarios de percentil 90.

En cuanto a los costos de seguros, se ha considerado el promedio de mercado determinado sobre la base de lo informado por las distintas titulares de transmisión y para el cálculo del ITF, se ha considerado la tasa promedio vigente de 0,005% que rige a partir del 01 de abril de 2011, según lo dispuesto en el Artículo 5° de la Ley N° 29667. Para la actualización del COyM, se han utilizado las últimas publicaciones de la revista COSTOS (que son similares a las publicadas en la revista CAPECO), el reporte al 31 de enero de 2011 de La Encuesta de sueldos publicada por la empresa PriceWaterHouseCooper y, complementariamente, el último "Boletín de Estadísticas Ocupacionales de Electricidad, Agua y Gas" publicado por el Ministerio de Trabajo, así como el tipo de cambio correspondiente al 31 de enero de 2011

Como resultado, el COyM de las instalaciones de ETESELVA que pertenecen al SPT asciende a US\$ 667 274, según el detalle que se muestra en el cuadro siguiente:



Cuadro No. J.3
COyM del SPT de ETESELVA – Análisis de OSINERGMIN

OPERACIÓN	73 038
Operación CC	40 562
Operación de Subestaciones	32 477
MANTENIMIENTO	197 795
Líneas de Transmisión	100 421
Subestaciones	38 965
Mantenimiento CC y TEL	58 409
GESTIÓN	375 439
Personal	206 015
No Personales	169 423
Costos No Personales sin Seguros	118 564
SEGUROS	50 860
SEGURIDAD	21 002
COSTOS INICIALES	
Sub Total COyM	667 274
VNR	19 545 471
COyM/VNR	3,4140%



Anexo K

Valor Nuevo de Reemplazo y Costo de Operación y Mantenimiento de ANTAMINA

En este Anexo se describe el análisis efectuado por OSINERGMIN para la determinación del COyM de las instalaciones de la Compañía Minera Antamina S.A. (ANTAMINA) que forman parte del SPT.

Dichas instalaciones están conformadas por parte de las instalaciones de la celda 220 kV, ubicada en la subestación Vizcarra, la cual es conexas a la línea de transmisión Vizcarra-Paramonga Nueva.

K.1 Propuesta Inicial

Conforme corresponde, en la propuesta inicial contenida en el ESTUDIO, el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC mantiene el VNR vigente de las instalaciones de ANTAMINA que forman parte del SPT, toda vez que su actualización corresponderá efectuarse en la fijación tarifaria de mayo 2013. En cuanto al COyM de dichas instalaciones se presenta un nuevo valor.

El cuadro siguiente resume los valores de la propuesta inicial de VNR y COyM para las instalaciones de transmisión de ANTAMINA.

Cuadro No. K.1

Propuesta Inicial de VNR y COyM del SPT de ANTAMINA

DESCRIPCION	TOTAL (US\$)
VNR	656 170
COyM	21 932

K.2 Observaciones a Propuesta Inicial

De acuerdo con lo previsto en el procedimiento regulatorio, con fecha 15 de diciembre de 2010, OSINERGMIN, a través del Informe N° 0431-2010-GART, comunicó por escrito sus observaciones al estudio técnico económico presentado por el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC. En este informe se incluyeron las observaciones al COyM propuesto para las instalaciones de ANTAMINA, las cuales se resumen a continuación:

- Se requirió corregir el VNR de las instalaciones del SPT de ANTAMINA empleado en la determinación del porcentaje del COyM.



- Se observó que diversos archivos de cálculo del COyM presentados como parte del ESTUDIO contienen solamente valores que no permiten su trazabilidad, no se adjuntan todos los archivos a los cuales se hace el llamado de vinculación.
- Se requirió explicar las razones por las que algunos rubros de los costos de O&M propuestos, experimentan incrementos hasta de 22% respecto de los vigentes.
- Se requirió el sustento de los costos unitarios de diversos recursos (Mano de Obra, Materiales, Maquinaria y Equipos), dado que dichos costos presentados en la hoja "M-002" del archivo "9.1.xls".
- Se solicitó explicar las razones por las que ANTAMINA no ha contemplado el VNR de las empresas ISA y la minera Santa Luisa en la determinación del porcentaje de participación en la SET Vizcarra, determinada en la hoja "Índices" del archivo 9.1.xlsx.
- Se solicitó explicar el cálculo realizado por ANTAMINA para determinar el porcentaje dedicado al SPT en la hoja "Seguridad" del archivo "Anexo 9.1.xlsx".
- Se requirió expliquen el sustento del valor 1,225 que afecta a los costos unitarios de las actividades de operación de subestaciones mostrado en la hoja "M-402" del archivo "Anexo 9.1.xlsx", asimismo se requiere expliquen las razones para el incremento en la cantidad de operadores de 5 a 6 en los costos unitarios de operación (hoja "M-403-01").
- Se señaló que es necesaria la presentación de copia impresa de la póliza de seguros, a fin de evaluar su eficiencia respecto al promedio de mercado.

K.3 Respuesta a Observaciones

El Subcomité de Transmisores del COES-SINAC presentó en la absolución de observaciones, la actualización del COyM correspondiente a las instalaciones de transmisión de ANTAMINA. A continuación se resume lo presentado como absolución a las observaciones planteadas por OSINERGMIN.

Valor Nuevo de Reemplazo

Referente al VNR, se está considerando el aprobado en mayo de 2009 y que asciende a US\$ 656 170.

Costos de Operación y Mantenimiento

- Se indica que se han corregido los errores de vinculación en los archivos Excel correspondientes.
- Se señala que las variaciones en algunos rubros del COyM pueden aparentar incrementos sustantivos en la propuesta pero que, sin embargo, si son comparados con la propuesta de ANTAMINA para mayo de 2010, el ajuste es de 7,03% lo que equivale a un incremento anual del COyM de



US\$ 1 694. Se resalta asimismo, que la mayor variación representa una diferencia de US\$ 218 anuales, la que se considera moderada.

- Se indica que los valores consignados en la hoja "M-002" han sido actualizados considerando el valor de la inflación local, debido a que estos recursos corresponden a insumos y servicios locales.
- Se manifiesta que el porcentaje de participación de ANTAMINA en la SET Vizcarra, así como, el porcentaje dedicado al SPT considerados en la hoja "Índices" del archivo 9.1.xlsx corresponden a valores definidos en la fijación tarifaria de mayo de 2009.
- Se señala que se ha ajustado la cantidad de operadores, pasando de 5 a 6, debido a que se están considerando dos puestos de trabajo de operación por turno, con lo cual se completan 3 turnos de 8 horas por día.
- En cuanto al costo por pólizas de seguro, se indica que no es posible la presentación de una copia impresa de una póliza de seguros exclusiva para las actividades de transmisión eléctrica, pues dado que su principal actividad es la gran minería sus instalaciones eléctricas están incorporadas en la póliza que la empresa tiene para asegurar de manera adecuada el conjunto de todas sus instalaciones.

En el cuadro siguiente se resume los valores de la propuesta final de VNR y COyM para las instalaciones de transmisión de ANTAMINA, contenidos en la ABSOLUCIÓN.

Cuadro No. K.2

Propuesta Final de VNR y COyM del SPT de ANTAMINA

DESCRIPCION	TOTAL (US\$)
VNR	656 170
COyM	21 818

K.4 Análisis y Propuesta de OSINERGMIN

Como resultado del análisis de la propuesta final, se concluye que ANTAMINA no absuelve adecuadamente las observaciones formuladas por OSINERGMIN a la propuesta inicial.

Además las respuestas de ANTAMINA, son similares a las dadas por REP, por lo que el análisis efectuado a la propuesta final que se desarrolla en la sección I.4 del Anexo I del presente informe, es válido como análisis en lo pertinente para esta sección.

Ante esta situación, OSINERGMIN ha procedido a actualizar el COyM de las instalaciones de ANTAMINA que forman parte del SPT, aplicando los mismos criterios y procedimientos de cálculo que los empleados para las demás empresas transmisoras cuyas instalaciones pertenecen al SPT del SEIN.



Como resultado, el COyM de las instalaciones de ANTAMINA que pertenecen al SPT asciende a US\$ 19 936, según el detalle que se muestra en el cuadro siguiente:

Cuadro No. K.3

COyM del SPT de ANTAMINA – Análisis de OSINERGMIN

OPERACIÓN	984
Operación CC	136
Operación de Subestaciones	848
MANTENIMIENTO	7 020
Líneas de Transmisión	0
Subestaciones	6 824
Mantenimiento CC y TEL	196
GESTIÓN	10 397
Personal	7 025
No Personales	3 372
Costos No Personales sin Seguros	1 648
SEGUROS	1 724
SEGURIDAD	1 535
COSTOS INICIALES	
Sub Total COyM	19 936
VNR	656 170
COyM/VNR	3,0382%



Anexo L

Valor Nuevo de Reemplazo y Costo de Operación y Mantenimiento de SAN GABAN

En este Anexo se describe el análisis efectuado por OSINERGMIN para la determinación del COyM de las instalaciones de la empresa de generación San Gabán S.A. (SAN GABAN) que forman parte del SPT.

Dichas instalaciones están conformadas por una celda 138 kV, ubicada en la subestación Azángaro, la cual es conexas a la línea de transmisión Azángaro-Tintaya.

L.1 Propuesta Inicial

En la propuesta inicial contenida en el ESTUDIO, el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC mantiene el VNR vigente de las instalaciones de SAN GABAN que forman parte del SPT, toda vez que su actualización corresponderá efectuarse en la fijación tarifaria de mayo 2013. En cuanto al COyM de dichas instalaciones se presenta un nuevo valor.

El cuadro siguiente resume los valores de la propuesta inicial de VNR y COyM para las instalaciones de transmisión de SAN GABÁN.

Cuadro No. L.1

Propuesta Inicial de VNR y COyM del SPT de SAN GABÁN

DESCRIPCION	TOTAL (US\$)
VNR	697 285
COyM	64 516

L.2 Observaciones a Propuesta Inicial

De acuerdo con lo previsto en el procedimiento regulatorio, con fecha 15 de diciembre de 2010, OSINERGMIN, a través del Informe N° 0431-2010-GART, comunicó por escrito sus observaciones al estudio técnico económico presentado por el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC. En este informe se incluyeron las observaciones al COyM propuesto para las instalaciones de SAN GABÁN, las cuales se resumen a continuación:

- Se observó que los rubros que componen los costos de O&M, experimentan incrementos superiores a 1000%, respecto al vigente. Al respecto, se requirió que se expliquen las razones de estos incrementos, especialmente en lo que respecta a la operación y mantenimiento.



- Se observó que los costos del VNR mostrados en la hoja "M-202" del archivo "Formulario M-202.xls" contiene solamente valores, lo que no permiten su trazabilidad y la verificación de la actualización de la información. Asimismo el VNR de cada elemento valorizado en cada SER no coincide con la fijación del 2009, lo que hace incorrectos los porcentajes de asignación correspondientes al SPT. Al respecto, se solicitó la corrección respectiva.
- Se requirió explicar las razones por las que los costos de operación del centro de control, mantenimiento del centro de control y telecomunicaciones, se atribuyen 100% a la transmisión.
- Se observó que los porcentajes considerados en la regulación anterior, para determinar los costos de gestión del personal, son menores a los considerados por SAN GABÁN para la presente regulación, ese cambio de porcentajes ha originado un incremento de los costos de gestión de personal en 755%. Al respecto, se solicitó expliquen dichos incrementos o en su defecto efectuar las correcciones donde corresponda.
- Se requirió revisar los tiempos de dedicación por actividad principal mostrado en la hoja "M-502" del archivo "gastos gestión_mod.xls" dado que no vienen siendo afectados por el 75% de acuerdo a la R.M. N° 197-94-EM/VME.
- Se solicitó corregir el porcentaje utilizado para determinar el seguro correspondiente al rubro transmisión (Prima/Monto asegurado) dado que no corresponde al promedio del mercado.
- Se solicitó se actualice el cuadro de remuneraciones básicas el cual se encuentra a enero de 2008, al igual que el tipo de cambio.
- Se solicitó sustentar o corregir la aplicación del 100% del factor de ITF determinado en la hoja "ITF" del archivo "gastos gestion_mod.xls".
- Se solicitó uniformizar los costos unitarios para las actividades de mantenimiento de subestaciones de potencia, la cantidad de recursos, así como el rendimiento de las actividades utilizadas por SAN GABÁN, toda vez que el formato y archivos para determinar el COyM es el mismo que usa la empresa ETESELVA.

L.3 Respuesta a Observaciones

El Subcomité de Transmisores del COES-SINAC presentó en la absolución de observaciones, nuevos valores de COyM para las instalaciones de transmisión de SAN GABÁN que forman parte del SPT. A continuación se resume lo presentado como absolución a las observaciones planteadas por OSINERGMIN:

- Se señala que las grandes diferencias al comparar la propuesta de COyM con el valor aprobado en la fijación tarifaria de mayo 2010, se debe a errores cometidos por OSINERGMIN en la aplicación del porcentaje asignado a la transmisión sobre la operación y mantenimiento del centro de control y telecomunicaciones y el porcentaje asignado a la transmisión sobre la gestión de las áreas de Operación.



- Se señala que se ha actualizado las hojas de cálculo respectivas con el VNR de la fijación tarifaria de mayo 2009.
- Se indica que en el análisis de costos unitarios para la operación del Centro de Control, ha considerado dos operadores necesarios para una empresa exclusiva de transmisión y que por tal razón considera el 100% de estos costos. Para el caso del mantenimiento de telecomunicaciones y centro de control ocurre lo mismo
- Con relación a los porcentajes considerados por actividad principal, de la empresa en conjunto, se señala que el criterio de asignación por ventas utilizado por OSINERGMIN, es errado, ya que la Transmisión y Generación desarrollan actividades distintas y tienen ingresos diferentes; por ello que el inductor de asignación para determinar el costo de remuneración del personal correspondiente a la transmisión eléctrica, utilizado por SAN GABÁN, está basado en los valores de la infraestructura (Inmuebles, Equipos y Maquinarias) de cada empresa. Sin perjuicio de lo anterior, bajo el criterio de OSINERGMIN, se debe considerar todas las áreas de la empresa y no sólo las correspondientes a una empresa de transmisión modelo, ya que esto perjudica a SAN GABÁN frente a otras empresas dedicadas exclusivamente a la transmisión.
- Respecto a la aplicación de la R.M. N° 197-94-EM/VME, denominada "Aprueban el Manual de Costos para Empresas de Concesionarias y/o Autorizadas, SAN GABAN considera que es de aplicación a empresas que se encuentran en continuo cambio.
- Se señala que SAN GABÁN ha modificado su prima de seguro tomando como base la copia de la póliza multiriesgo N° 13301-515503 presentada por ETESELVA. Solicita a OSINERGMIN actualizar la prima de seguro basándose en pólizas actuales.
- Se señala que las Remuneraciones Básicas consideradas por SAN GABÁN son las propuestas por OSINERGMIN en la fijación tarifaria de mayo 2010 y que por tal razón no se deben actualizar dichos costos.
- Señala que ha solicitado a OSINERGMIN el informe del tributarista para analizarlo y al no obtener respuesta ha empleado el valor de 100% del ITF.
- Asimismo, manifiesta haber uniformizado los análisis unitarios de las actividades de mantenimiento de subestaciones.

En el cuadro siguiente se resume los valores de la propuesta final de VNR y COyM para las instalaciones de transmisión de SAN GABÁN, contenidos en la ABSOLUCIÓN.

Cuadro No. L.2

Propuesta Final de VNR y COyM del SPT de SAN GABÁN

DESCRIPCION	TOTAL (US\$)
VNR	697 285
COyM	65 083



L.4 Análisis y Propuesta de OSINERGMIN

Como resultado del análisis de la propuesta final, se concluye que SAN GABÁN no absuelve adecuadamente las observaciones formuladas por OSINERGMIN a la propuesta inicial.

Con relación al cálculo del ITF, se debe mencionar que en el Informe N° 0127-2010-GART que sustentó los Precios en Barra para el período mayo 2010 – abril 2011, se indicó la base legal y las razones por las que se considera sólo el 70% del ITF pagado, como parte de los costos de gestión y que forman parte del informe del tributarista.

Además las respuestas de SAN GABAN, son prácticamente las mismas que las dadas por ETESELVA, por lo que el análisis efectuado a la propuesta final que se desarrolla en la sección J.4 del anexo J del presente informe, es válido como análisis en lo pertinente para esta sección.

Ante esta situación, OSINERGMIN ha procedido a actualizar el COyM de las instalaciones de SAN GABÁN que forman parte del SPT, aplicando los mismos criterios y procedimientos de cálculo que los empleados para las demás empresas transmisoras cuyas instalaciones también pertenecen al SPT del SEIN.

Como resultado, el COyM de las instalaciones de SAN GABÁN que pertenecen al SPT asciende a US\$ 20 101 según el detalle que se muestra en el cuadro siguiente:

Cuadro No. L.3

COyM del SPT de SAN GABÁN – Análisis de OSINERGMIN

OPERACIÓN	1 477
Operación CC	671
Operación de Subestaciones	807
MANTENIMIENTO	5 814
Líneas de Transmisión	0
Subestaciones	4 848
Mantenimiento CC y TEL	966
GESTIÓN	11 310
Personal	6 832
No Personales	4 479
Costos No Personales sin Seguros	2 662
SEGUROS	1 817
SEGURIDAD	1 500
COSTOS INICIALES	
Sub Total COyM	20 101
VNR	697 285
COyM/VNR	2,8828%



Anexo M

Determinación de la Remuneración Anual Garantizada (RAG) y Remuneración Anual por Ampliaciones (RAA)

El presente Anexo contiene los criterios, metodología y resultados de la determinación de la Remuneración Anual por Ampliaciones (en adelante “RAA”), la determinación y la liquidación anual de la Remuneración Anual Garantizada (en adelante “RAG”) y de los correspondientes montos de pago de los agentes (generadores y consumidores finales) para asegurar que la Remuneración anual (en adelante “RA”) de REP sea íntegramente pagada en conformidad con lo establecido en el Contrato de Concesión suscrito entre el Estado Peruano y dicha empresa de transmisión.

Para la liquidación anual de la RAG, se ha tenido en cuenta lo estipulado en el Anexo N° 7, numeral 7.0 (Procedimiento de liquidación anual)⁵² 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 de Concesión Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN – ETESUR, aprobado mediante Resolución OSINERG N° 336-2004-OS/CD (en adelante el “PROCEDIMIENTO”).

Asimismo, se han tomado en cuenta las resoluciones OSINERGMIN N° 079-2009-OS/CD y OSINERGMIN N° 184-2009-OS/CD y sus modificatorias; así como, la información con que cuenta OSINERGMIN hasta antes de la fecha de la elaboración del presente informe, la misma que fuera remitida por REP. Los resultados se reajustarán con base en la información completa que se reciba de acuerdo con el procedimiento establecido.

De acuerdo con el CONTRATO, OSINERGMIN debe definir los mecanismos tarifarios y los correspondientes valores para asegurar que la RAG⁵³ y la RAA, sean íntegramente pagadas a la Sociedad Concesionaria. Así mismo, deberá fijar las proporciones del pago mensual que deben efectuar los generadores y los consumidores finales. A este respecto, los cálculos correspondientes se exponen en el apartado M.3.

Para efectos del CONTRATO, el año 9 corresponde al periodo mayo 2010 – abril 2011 y el año 10 corresponde al periodo mayo 2011 – abril 2012.



⁵² Cabe precisar que en julio de 2006 se modificó el Anexo 7 a través de la suscripción de la correspondiente Adenda. En este sentido, se varió el orden de pago y en la actualidad, para el cálculo de la RAG, se considera, antes de la remuneración del SPT, los montos que corresponden pagar a los consumidores finales por los SST.

⁵³ Monto anual de US\$ 58 638 000,00

M.1 Determinación de la RAA

La RAA correspondiente al periodo mayo 2011 - abril 2012 se determina con base a lo estipulado en el CONTRATO y en sus cláusulas adicionales referidas a las Ampliaciones 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 y 8:

Ampliación N° 1

La Cláusula Adicional se suscribió el 31 de marzo de 2006. Mediante esta cláusula se acordó 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", cuyas características y valor estimado establecido en dicha cláusula adicional es el siguiente:

Cuadro No. M.1
Instalaciones de la Ampliación N° 1

	Descripción	Monto US\$
1	Suministro, obra civil y montaje	25 656 571
1.1	Segundo circuito de la Línea L-2208 y reforzamiento del circuito existente para tener una capacidad final de 2x180 MVA	1 682 290
1.2	Desmontaje de la línea L-2090 e instalación de una nueva línea, doble circuito, con capacidad de 350 MVA por circuito, en la faja de servidumbre de la línea L-2090	10 948 477
1.3	Ampliación Subestación San Juan: una celda de 220 kV y acondicionamiento de las instalaciones existentes	2 188 102
1.4	Construcción de la Subestación Chilca, con 11 celdas de 220 kV y previsión de terreno para patio de 500 kV	9 493 349
1.5	Modificaciones menores en las subestaciones: Zapallal, Ventanilla, Chavarría, Callahuanca, Santa Rosa, Independencia e Ica	1 344 353
2	Estudios, diseños y gastos generales	2 794 211
3	Gerenciamiento supervisión e inspección	2 523 043
Total valor estimado de la inversión		30 973 825
4	Previsión para Solución de problemas de servidumbre	
4.1	Variantes Técnicas	4 610 138
4.2	Reasentamientos	579 652
	Total Previsión	5 189 790

Asimismo, el 15 de abril de 2008 se modificó la primera cláusula adicional por ampliaciones, que consideraba la remuneración de las obras de "Repotenciación del Sistema de Barras de la Subestación San Juan", considerando un monto de US\$ 772 619 dólares americanos.



Ampliación N° 2

La Cláusula Adicional se suscribió el 26 de julio de 2006. Mediante esta cláusula se acordó la ejecución del Ampliación 2 que comprende el “Proyecto de Construcción del Segundo Circuito de la Línea de Transmisión Zapallal – Paramonga Nueva – Chimbote 1”, cuyas características y valor estimado establecido en dicha cláusula adicional es el siguiente:

**Cuadro No. M.2
Instalaciones de la Ampliación N° 2**

	Descripción	Monto US\$
1	Segunda Terna 220 kV, Zapallal-Paramonga Nueva-Chimbote 1	22 888 488
2	Ampliación Subestación Zapallal 220 kV	2 866 525
3	Ampliación Subestación Paramonga Nueva 220 kV	2 918 987
4	Ampliación subestación Chimbote 1, 220 kV	954 946
5	Gerenciamiento y supervisión	2 377 495
Valor estimado de la inversión		32 006 441
6	Previsión Reasentamiento de Viviendas	2 070 988
Total		34 077 429

Ampliación N° 3

La Cláusula Adicional se suscribió el 16 de mayo de 2007. Mediante esta cláusula se acordó la ejecución del Ampliación 3 que comprende el “Proyecto de Ampliación de las Subestaciones Ica, Marcona y Juliaca”, cuyas características y valor estimado establecido en dicha cláusula adicional es el siguiente:

**Cuadro No. M.3
Instalaciones de la Ampliación N° 3**

	Descripción	Monto US\$
1	Ampliación Subestación Marcona 220/60/10 kV	5 096 773
2	Ampliación Subestación Ica 220/60/10 kV	6 457 322
3	Ampliación Subestación Juliaca 138/22,9/10 kV	2 351 021
4	Gerenciamiento y Supervisión	1 251 460
Valor estimado de la inversión		15 156 576

Ampliación N° 4

La Cláusula Adicional se suscribió el 16 de mayo de 2007. Mediante esta cláusula se acordó la ejecución del Ampliación 4 que comprende el “Compensación Capacitiva en la Zona de Lima: Subestación Santa Rosa 2x20 MVAR, 60 kV y Subestación Chavarría 2x20 MVAR, 60 kV”, cuyas características y valor estimado establecido en dicha cláusula adicional es el siguiente:



Cuadro No. M.4
Instalaciones de la Ampliación N° 4

	Descripción	Monto US\$
1	Compensación Subestación Santa Rosa 2x20 MVAR, 60 kV	1 461 314
2	Compensación Subestación Chavarría 2x20 MVAR, 60 kV	1 645 405
3	Gerenciamiento y Supervisión	310 672
Valor estimado de la inversión		3 417 391

Ampliación N° 5

La Quinta Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió el 21 de enero de 2009. Mediante esta cláusula se acordó la ejecución del Ampliación 5 que comprende la “Ampliación de capacidad de transformación de las subestaciones: Quencoro, Azángaro, Trujillo Norte, Piura Oeste y Tingo María; adecuación para la conexión del proyecto Tocache-Bellavista y Ampliación de la Barra de 60 kV de la subestación independencia”, cuyas características y valor estimado establecido en dicha cláusula adicional es el siguiente:

Cuadro No. M.5
Instalaciones de la Ampliación N° 5

	Descripción	Quencoro	Azángaro	Trujillo Norte	Banco Trujillo Norte	Piura Oeste	Tingo María	Adecuación Conexión Bellavista	Independencia	Monto US\$
1	Suministros	2 042 544	2 386 998	3 713 991	895 827	4 922 277	2 281 208	889 943	1 556 406	18 689 194
2	Montaje	240 038	200 673	268 552	59 846	390 630	174 100	143 311	254 107	1 731 257
3	Obras Civiles	185 180	162 627	181 715	75 490	407 230	321 692	196 102	214 201	1 744 237
4	Sub Total 1	2 467 762	2 750 298	4 164 258	1 031 163	5 720 137	2 777 000	1 229 356	2 024 714	22 164 688
5	Gastos Generales y Utilidades	127 565	108 990	135 080	40 601	239 358	148 738	101 824	140 492	1 042 648
6	Sub Total 2	2 595 327	2 859 288	4 299 338	1 071 764	5 959 495	2 925 738	1 331 180	2 165 206	23 207 336
7	Diseños y Estudios	103 813	114 372	171 974	42 871	238 380	117 030	53 247	86 608	928 293
8	Sub Total 3	2 699 140	2 973 660	4 471 312	1 114 635	6 197 875	3 042 768	1 384 427	2 251 814	24 135 629
9	Gerenciamiento	242 923	267 629	402 418	100 317	557 809	273 849	124 598	202 663	2 172 206
10	Instalación Provisional (*)		387 859							387 859
11	TOTAL	2 942 063	3 629 147	4 873 730	1 214 952	6 755 684	3 316 617	1 509 025	2 454 477	26 695 693

Ampliación N° 6

La Sexta Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió el 30 de noviembre de 2009. Mediante esta cláusula se acordó la ejecución de la Ampliación que comprende la ejecución del “Segundo Circuito Línea de Transmisión Chiclayo Oeste – Piura Oeste”, con una capacidad de 180 MVA, que incluirá entre otros, el reemplazo de elementos estructurales, montaje de cadena de aisladores, tendido y regulación de conductor. Así mismo, se especifica que en donde hay postes de madera se ejecutará una variante en postes de madera en circuito sencillo, con longitud aproximada de 75 km.

Además, se incluyen: i) la solución definitiva de servidumbres ocupadas cuya responsabilidad de solución es del Concedente, según lo establecido en el



numeral 6.5.1 del Contrato de Concesión y del Acta Final de Negociación sobre la problemática de servidumbres de las LT de REP; ii) Ampliación de la subestación Chiclayo Oeste, que consiste en equipar una nueva celda de línea para la segunda terna a la SE Piura Oeste; iii) Ampliación de la subestación Piura Oeste, que consiste en equipar una nueva celda de línea para la segunda terna a la SE Chiclayo Oeste; iv) Repotenciación del circuito existente Chiclayo Oeste – Piura Oeste 220 kV para incrementar la potencia de transmisión de 152 MVA a 180 MVA.

El valor estimado establecido en dicha cláusula adicional es el siguiente:

Cuadro No. M.6
Instalaciones de la Ampliación N° 6

	Descripción	Monto US\$
1	Segunda Terna 220 kV Chiclayo - Piura	14 819 679
2	Ampliación Subestación Chiclayo Oeste 220 kV	1 740 847
3	Ampliación Subestación Piura Oeste 220 kV	1 153 625
4	Repotenciación del circuito existente	1 980 000
5	Gerenciamiento y supervisión	1 575 532
Total Estimado de la Inversión		21 269 683

La Ampliación N° 6 deberá ser puesta en operación comercial dentro de un plazo no mayor a veintiún (21) meses, contados a partir de la fecha de suscripción de dicha cláusula.

Ampliación N° 7

Esta Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió el 12 de mayo de 2010. Mediante esta cláusula se acordó la ejecución de la Ampliación que comprende la "Adecuación Integral de las Subestaciones Chavarría, San Juan, Santa Rosa, Ventanilla y Zapallal".

Dicha ampliación comprende la adecuación integral de las Subestaciones Chavarría, San Juan, Santa Rosa, Ventanilla y Zapallal, la cual consiste en la ampliación de la capacidad de las subestaciones mediante la sustitución de las instalaciones de barras, mallas de puesta a tierra y equipos de patio de 220 kV y 60 kV de concesión de la Sociedad Concesionaria., con el fin de soportar las nuevas condiciones de crecimiento del nivel de cortocircuito derivadas del desarrollo de nuevos proyectos de generación eléctrica y de los sistemas de transmisión 220 kV y 500 kV del SEIN.

El valor estimado establecido en dicha cláusula adicional es el siguiente:



Cuadro No. M.7
Instalaciones de la Ampliación N° 7

	Descripción	Subestación					Monto US\$
		Chavarría	San Juan	Santa Rosa	Ventanilla	Zapallal	
1	Estudios, diseño, inspección						
1.1	Ingeniería de detalle	235 519	433 506	233 061	255 256	286 759	1 444 118
1.2	Estudios de coordinación de protecciones	22 209	22 209	22 209	22 209	22 209	111 047
	Sub Total 1	257 729	455 712	255 290	277 466	308 968	1 555 165
2	Suministros, obra civil y montaje, Gastos Generales						
2.1	Obra Civil	732 560	1 038 512	598 075	474 196	344 502	3 187 845
2.2	Montaje	273 456	575 898	377 284	362 367	286 487	1 875 493
2.3	Repuestos	176 180	345 852	176 195	214 013	268 500	1 180 740
2.4	Equipos de patio de llaves, telecomunicaciones, protecciones, cables, servicios auxiliares	1 761 796	3 458 520	1 761 954	2 140 130	2 684 997	11 807 396
2.5	Adecuación GPR	176 070	174 999	174 643	59 751	111 235	696 898
	Sub Total 2	3 120 061	6 693 782	3 088 151	3 250 456	3 695 721	18 748 171
	Sub Total 1 + Sub Total 2	3 377 790	6 049 494	3 343 441	3 527 922	4 004 689	20 303 336
3	Gerenciamiento						2 436 400
	TOTAL						22 739 737

La Ampliación N° 7 deberá ser puesta en operación comercial dentro de un plazo no mayor a veinte (20) meses, contados a partir de la fecha de suscripción de dicha cláusula.

Ampliación N° 8

Esta Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió el 12 de mayo de 2010. Mediante esta cláusula se acordó la ejecución de la ampliación de la capacidad de transmisión de 141 MVA a 180 MVA de la línea de transmisión en 220 kV Independencia – Ica (L-2209) y la ampliación de la capacidad de transmisión de 141 MVA a 180 MVA de la línea de transmisión en 220 kV Ica – Marcona (L-2211).

Ampliaciones Menores

Mediante Minuta suscrita por las Partes el 31 de marzo de 2006, se aprobaron cláusulas adicionales al CONTRATO con el objeto de introducir en el contrato mecanismos que hagan viable la inversión en ampliaciones por parte de la sociedad concesionaria y atenúen las limitantes originadas de las que adolece el contrato. En virtud de ello, el MINEM y la sociedad concesionaria Red de Energía del Perú S.A. acordaron modificar las definiciones de ampliaciones. El concepto de Ampliaciones Menores fue definido como ampliaciones ejecutadas por la sociedad concesionaria aprobadas por el Concedente, cuyo presupuesto de inversión no supere la suma de US\$ 200 000 (doscientos mil dólares de los Estados Unidos de América), sin incluir el impuesto general a las ventas.

De acuerdo a lo señalado en el numeral 8.1.5 del CONTRATO, la ejecución de Ampliaciones Menores no requiere la suscripción de una Cláusula Adicional al CONTRATO, siendo suficiente que la aprobación del concedente se manifieste mediante Resolución Directoral de la Dirección General de



Electricidad, respecto del presupuesto y del proyecto de inversión presentado por la sociedad concesionaria.

Las Ampliaciones Menores ejecutadas conforme a lo establecido en el numeral 8.1.5 del CONTRATO recibirán una remuneración extraordinaria por única vez, mediante la inclusión en el cálculo de la liquidación anual, que efectuará OSINERGMIN de acuerdo a lo indicado en el numeral 7 del Anexo N° 7 del CONTRATO, de un monto adicional agregado a la RA del año siguiente (RA(n+1)) igual a la sumatoria de la remuneración extraordinaria de cada Ampliación Menor puesta en servicio durante el año anterior.

Total con Ampliaciones

De acuerdo al Informe de Auditoría presentado por REP y validado en su oportunidad por el MINEM mediante oficio N° 624-2008-MEM/DGE, el valor definitivo de inversión de la Ampliación N° 1 asciende a US\$ 35 998 275, que corresponde a la construcción de la nueva Subestación Chilca REP y ampliaciones de la capacidad de las líneas de transmisión existentes L-2090 y L-2208 en los tramos desde la S.E. San Juan hasta la futura S.E. Chilca REP y US\$ 810 544 que corresponde a la repotenciación del sistema de barras de la S.E. San Juan⁵⁴; así mismo, dicha Ampliación comprende el retiro de un tramo de 48,5 km de la línea L-2207 entre las subestaciones Chilca y San Juan, con un monto de COyM igual a US\$ 104 288. Asimismo, en el caso de la Ampliación N° 2, el valor definitivo de inversión consignado en el Informe de Auditoría correspondiente indica US\$ 35 020 600.

Por otro lado, se ha considerado los valores de inversión definitivos de las Ampliaciones N° 3 y 4 contenidos en los Informes de Auditoría respectivos, los cuales han sido remitidos por el MINEM mediante oficio N° 179-2010-EM/VME. En consecuencia, el monto de la Ampliación N° 3 asciende a US\$ 16 517 865 y el de la Ampliación 4 asciende a US\$ 4 843 151.

En el caso de las Ampliaciones N° 5, N° 6, N° 7 y N° 8 se han considerado los valores de inversión estimados consignados en las respectivas Cláusulas Adicionales de Ampliaciones.

De este modo, de acuerdo con el procedimiento especificado en el numeral 4 del Anexo N° 7 del CONTRATO, la RAA corresponde a la sumatoria de las Ampliaciones N° 1, N° 2, N° 3, N° 4, N° 5, N° 6, N° 7 y N° 8. El resumen de las inversiones consideradas para efectos del presente proceso se muestra en el cuadro siguiente:



⁵⁴ Con fecha 11 de abril de 2008 se suscribió la Adenda modificatoria de la Primera Cláusula Adicional, con la finalidad de incorporar el Proyecto de "Repotenciación del Sistema de barras de la Subestación San Juan" como parte de la Ampliación N° 1

Cuadro No. M.8
Inversiones para el total de Ampliaciones

Ampliación	Inversión (US\$)
Ampliación N° 1	36 808 819
Ampliación N° 2	35 020 600
Ampliación N° 3	16 517 865
Ampliación N° 4	4 843 151
Ampliación N° 5	26 695 693
Ampliación N° 6	21 269 683
Ampliación N° 7	22 739 737
Ampliación N° 8	3 066 672

De acuerdo a lo señalado en la cláusula 13.6.1 del CONTRATO, para determinar la RAA se ha considerado una vida útil de 26 años para la Ampliación N° 1, 25 años para la Ampliación N° 2, 24 años para la Ampliación N° 3, 24 años para la Ampliación N° 4, 23 años para la Ampliación N° 5, 22 años para la Ampliación N° 6, 21 años para la Ampliación N° 7 y 22 años para el caso de la Ampliación N° 8.

Asimismo, se ha considerado un monto de COyM igual al 3% del monto de inversión a excepción de la Ampliación N° 3 (Subestación Juliaca 138/22,9/10 kV) y parte de las instalaciones comprendidas en la Ampliación N° 5 donde se consideró 2,5% del monto de inversión debido a su ubicación geográfica, de acuerdo con lo establecido en el ítem b) del numeral 4.2 del Anexo N° 7 del CONTRATO.

Por otro lado, de acuerdo con el CONTRATO, en caso de que las Ampliaciones impliquen el retiro de Bienes de la Concesión se debe deducir el monto de la operación y mantenimiento de los bienes retirados; para ello, se debe aplicar el mismo porcentaje establecido en el ítem b) del numeral 4 del Anexo N° 7 sobre el Valor Nuevo de Reemplazo determinado por OSINERGMIN. Al respecto, la Ampliación N° 1 comprende el retiro de un tramo de 48,5 km de la línea L-2207 entre las subestaciones Chilca y San Juan, con un monto de COyM igual a US\$ 104 288.

Con base a lo anterior, el monto de la RAA, expresado al 30 de abril de 2012, asciende a un total de US\$ 23 207 845.

M.2 Determinación y Liquidación de la RA

M.2.1 Determinación de la RAG año 10 (2011-2012)

Conforme a lo dispuesto en el numeral 6 del Anexo N° 7 del CONTRATO, OSINERGMIN debe reajustar anualmente la RAG sobre la base de la variación en el índice Finished Goods Less Food and Energy (serie ID: WPSSOP3500) publicado por el Departamento de Trabajo del Gobierno de los Estados Unidos de América. Para tal fin, se utilizará el último dato



definitivo de la serie indicada, disponible en la fecha que corresponda efectuar la regulación de las tarifas de transmisión según las leyes aplicables.

En este sentido, en el presente informe se utiliza el valor del índice de 174,2, correspondiente al valor del mes de octubre de 2010, toda vez que éste, es el último valor que a la fecha aparece publicado con carácter definitivo (Ver Anexo P). Este valor implica un ajuste de la RAG de $174,2/149,9 = 1,1621081$; en consecuencia se tiene:

$$\text{RAG (10)} = \text{US\$ } 58\,638\,000 \times 1,1621081 = \text{US\$ } 68\,143\,693$$

Asimismo, el valor de la RAA actualizada, asciende a US\$ 23 207 845⁵⁵. Este monto incluye el valor final de auditoría de la Ampliación N° 1, sustentado por REP y validado por el MINEM con oficio N° 624-2008-MEM/DGE; de igual forma ocurre con el informe de auditoría para la Ampliación N° 2, sustentado por REP y validado por el MINEM con oficio N° 368-2009-MEM/DGE; y los valores de inversión definitivos de las Ampliaciones N° 3 y 4, contenidos en los Informes de Auditoría respectivos, los cuales han sido remitidos por el MINEM mediante oficio N° 179-2010-EM/VME.

El monto de la RAG sumado con el valor de la RAA, resulta en el siguiente valor actualizado de la RA:

$$\text{RA} = \text{US\$ } 68\,143\,693 + \text{US\$ } 23\,207\,845 = \text{US\$ } 91\,351\,538$$

M.2.2 Liquidación de la RA

En mérito al PROCEDIMIENTO, con fecha 21 de marzo de 2011, REP presentó, mediante documento CS-55-11011142, su propuesta de liquidación para el período mayo 2010-abril 2011, la cual comprende información de ingresos y facturas efectuadas hasta el mes de febrero de 2011. Posteriormente, mediante documento CS-064-11011142 ha remitido información complementaria en relación a la liquidación de ingresos del periodo señalado. Cabe precisar que el PROCEDIMIENTO prevé un Reajuste de la Liquidación con la información de los meses enero, febrero, marzo y abril de 2011, que presente REP en el plazo establecido en el mismo.

Así, el detalle de la liquidación del periodo mayo 2010 a abril de 2011 se presenta en el cuadro siguiente:



⁵⁵ Este valor es el resultado de la aplicación de las últimas Adendas al CONTRATO.

Cuadro No. M.9

Mes	Fecha de Tipo de Cambio	Tipo de Cambio US \$	Montos Facturados Mensualmente				RAG mensual US\$	Valor a Abril del 2011 US\$	Saldo de liquidación	
			RA1 S/.	RA2 S/.	Total S/.	Total US \$			Mensual US\$	Valor presente a Abril 2011
1 Mayo	14/06/2010	2,843	11 908 806,70	6 420 132,41	18 328 939,11	6 447 041,54	6 307 392,50	7 152 814,95	-139 649,05	-154 936,77
2 Junio	14/07/2010	2,815	12 025 112,92	6 379 174,58	18 404 287,50	6 537 935,17	6 307 392,50	7 185 477,41	-230 542,67	-253 376,51
3 Julio	13/08/2010	2,806	12 069 481,77	6 341 926,30	18 411 408,07	6 561 442,65	6 307 392,50	7 143 529,69	-254 050,15	-276 587,77
4 Agosto	14/09/2010	2,788	12 096 854,80	6 556 549,62	18 653 404,42	6 690 604,17	6 307 392,50	7 215 681,44	-383 211,67	-413 286,05
5 Septiembre	14/10/2010	2,789	12 104 517,23	6 447 950,12	18 552 467,35	6 652 014,11	6 307 392,50	7 106 629,51	-344 621,61	-368 173,92
6 Octubre	12/11/2010	2,802	12 122 986,59	6 497 585,27	18 620 571,86	6 645 457,48	6 307 392,50	7 032 891,14	-338 064,98	-357 774,35
7 Noviembre	14/12/2010	2,821	12 172 334,24	6 508 940,54	18 681 274,78	6 622 217,22	6 307 392,50	6 942 420,76	-314 824,73	-330 047,42
8 Diciembre	14/01/2011	2,789	12 315 921,85	6 553 011,50	18 868 933,35	6 765 483,45	6 307 392,50	7 025 946,59	-458 090,96	-475 726,92
9 Enero	14/02/2011	2,767	12 351 861,43	6 622 279,69	18 974 141,12	6 857 297,12	6 307 392,50	7 054 357,63	-549 904,62	-565 707,42
10 Febrero	14/03/2011	2,770	12 357 983,92	6 457 399,67	18 815 383,59	6 792 557,25	6 307 392,50	6 922 075,17	-485 164,76	-494 415,70
11 Marzo	14/03/2011	2,770	12 357 983,92	6 457 399,67	18 815 383,59	6 792 557,25	6 307 392,50	6 857 010,42	-485 164,76	-489 768,39
12 Abril	14/03/2011	2,770	12 357 983,92	6 457 399,67	18 815 383,59	6 792 557,25	6 307 392,50	6 792 557,25	-485 164,76	-485 164,76
Total								84 431 391,97	-4 468 454,72	-4 664 965,97

LIQUIDACIÓN TOTAL

RA a Liquidar Año 9 (Res. 149-2010 OS/CD) (US\$) al 30/04/11 (A)	Recalculo Ampliaciones Menores y RAA (USD) al 30/04/11 (B)	Recalculo RAG a Liquidar Año 9 (US\$) al 30/04/11 (D=A+B)	Valor actualizado de los montos facturados (US\$) al 30/04/11 (E)	Liquidación US\$ al 30/04/11 (F=D-E)	Recuperación del ITF al 30/04/11 (USD) (G)	Recuperación del ITF Adic a la RAG al 30/04/11 (USD) (H)	Liquidación Total al 30/04/11 (USD) (I=F+G+H)	Liquidación Total a aplicar a la RAG año 10 (USD) al 30/04/12 (J)
79 766 426	-902 171	78 864 255	84 431 392	-5 567 137	93 104	4 651	-5 469 382	-6 125 707

ACTUALIZACIÓN DE LA RA

RAG (Actualizada Año 10) (USD) al 30/04/12 (K)	RAA al 30/04/12 (USD) (L)	RA al 30/04/12 (USD) (M=K+L)	Liquidación Total a aplicar a la RAG año 10 (USD) al 30/04/12 (J)	RA año 10 al 30/04/12 (USD) (M+J)
68 143 693	23 207 845	91 351 538	-6 125 707	85 225 831

Asimismo, se ha considerado el ajuste de la RAA como consecuencia de la modificación del plazo de puesta en servicio de las instalaciones de la Ampliación N° 5, considerando preliminarmente las fechas señaladas en la Adenda N° 1 de dicha cláusula de ampliación, suscrita en noviembre de 2009. Cabe señalar que REP deberá alcanzar el acta de puesta en operación comercial de dicha ampliación para efectos de corregir los valores de la liquidación de ingresos.

Con base a lo mencionado, se modifica la RAG a liquidar la cual asciende a US\$ 78 864 255.

Conforme a los resultados mostrados en el cuadro anterior, el saldo de la Liquidación del Periodo mayo 2010 - abril 2011, expresada a fines de abril de 2011, asciende a US\$ -5 567 137.

M.2.2.1 Recupero del ITF

Por otro lado, de acuerdo a lo establecido en la Cuarta Cláusula de la Adenda al CONTRATO suscrita del 26 de julio del 2006, se debe agregar el monto de Recuperación por ITF del periodo mayo 2010 – abril 2011 a la RA del periodo mayo 2011 – abril 2012; dicho monto comprende US\$ 93 104 por ingresos de la RA y US\$ 4 651 por ingresos adicionales a la RAG, con lo cual el reajuste de liquidación asciende a US\$ -5 469 382.

$$\text{US\$ } -5\,469\,382 = -5\,567\,137 + 93\,104 + 4\,651$$

Este monto, expresado al 30 de abril de 2012, es igual a US\$ -6 125 707.

El detalle del cálculo efectuado se muestra en los cuadros siguientes:



Cuadro No. M.10

Determinación de Factores para Transacciones Eficientes de Dinero

Año	Dic	% ITF	Factores			
			IGV Mov Ingresos	IGV Mov. Salidas	Impuesto Renta	Factor Total ITF
2004	Mar-Dic	0,100%	1,1900	1,1890	1,000	0,0023790
2005	Ene-Dic	0,080%	1,1900	1,1892	1,000	0,0019034
2006	Ene-Dic	0,080%	1,1900	1,1892	1,000	0,0019034
2007	Ene-Dic	0,080%	1,1900	1,1892	1,000	0,0019034
2009	May-Dic	0,060%	1,1900	1,1894	1,000	0,0014276
2010 - 2011	May - Abr	0,050%	1,1900	1,1895	1,000	0,0011898
2011	Mar	0,050%	1,1800	1,1795	1,000	0,0011798
2011	Abr	0,005%	1,1800	1,1800	1,000	0,0001180

Cuadro No. M.11

ITF de Ingreso por la RA

N°	Mes	Tipo de Cambio	Montos Facturados Mensualmente				Factor ITF	ITF US\$	VF US\$*	
			US \$	RA1 S/.	RA2 S/.	Total S/.				Total US \$
11	Mayo	14/06/2010	2,843	11 908 806,70	6 420 132,41	18 328 939,11	6 447 041,54	0,0011898	7 670,37	8 510,06
10	Junio	14/07/2010	2,815	12 025 112,92	6 379 174,58	18 404 287,50	6 537 935,17	0,0011898	7 778,51	8 548,92
9	Julio	13/08/2010	2,806	12 069 481,77	6 341 926,30	18 411 408,07	6 561 442,65	0,0011898	7 806,48	8 499,01
8	Agosto	14/09/2010	2,788	12 096 854,80	6 556 549,62	18 653 404,42	6 690 604,17	0,0011898	7 960,15	8 584,86
7	Septiembre	14/10/2010	2,789	12 104 517,23	6 447 950,12	18 552 467,35	6 652 014,11	0,0011898	7 914,23	8 455,11
6	Octubre	12/11/2010	2,802	12 122 986,59	6 497 585,27	18 620 571,86	6 645 457,48	0,0011898	7 906,43	8 367,38
5	Noviembre	14/12/2010	2,821	12 172 334,24	6 508 940,54	18 681 274,78	6 622 217,22	0,0011898	7 878,78	8 259,75
4	Diciembre	14/01/2011	2,789	12 315 921,85	6 553 011,50	18 868 933,35	6 765 483,45	0,0011898	8 049,23	8 359,12
3	Enero	14/02/2011	2,767	12 351 861,43	6 622 279,69	18 974 141,12	6 857 297,12	0,0011898	8 158,47	8 392,92
2	Febrero	14/03/2011	2,770	12 357 983,92	6 457 399,67	18 815 383,59	6 792 557,25	0,0011898	8 081,44	8 235,54
1	Marzo	14/03/2011	2,770	12 357 983,92	6 457 399,67	18 815 383,59	6 792 557,25	0,0011798	8 013,52	8 089,56
0	Abril	14/03/2011	2,770	12 357 983,92	6 457 399,67	18 815 383,59	6 792 557,25	0,0001180	801,50	801,50
Valor ITF expresado al 30 de Abril de 2011 US\$									93 103,74	

Cuadro No. M.12

ITF de Ingreso por Instalaciones Adicionales a la RAG

	Tipo de Cambio	INGRESOS ADICIONALES A LA RAG (USD)				
		US \$	Facturación Mensual (US\$)	Factor ITF	ITF US\$	VF US\$*
14/06/2010	2,843		334 713,13	0,0011898	398,22	441,82
14/07/2010	2,815		324 361,89	0,0011898	385,91	424,13
13/08/2010	2,806		312 105,31	0,0011898	371,33	404,27
14/09/2010	2,788		323 538,09	0,0011898	384,93	415,14
14/10/2010	2,789		324 429,71	0,0011898	385,99	412,37
12/11/2010	2,802		385 413,14	0,0011898	458,55	485,28
14/12/2010	2,821		327 174,58	0,0011898	389,26	408,08
14/01/2011	2,789		336 703,77	0,0011898	400,59	416,02
14/02/2011	2,767		350 717,90	0,0011898	417,27	429,26
14/03/2011	2,770		323 211,24	0,0011898	384,54	391,87
14/03/2011	2,770		323 211,24	0,0011798	381,31	384,93
14/03/2011	2,770		323 211,24	0,0001180	38,14	38,14
Valor ITF expresado al 30 de Abril de 2011 US\$						4 651,30

Finalmente, con base en las actualizaciones y ajustes anteriores, el monto total que corresponderá cobrar a REP por el periodo mayo 2011 – abril 2012 resulta en US\$ 85 225 831, expresado al 30 de abril de 2012, conforme se muestra en el cuadro siguiente:



Cuadro No. M.13
Cálculo de la RA de Red de Energía del Perú S.A.

Concepto	US\$
Remuneración Anual RA	
Remuneración Anual Garantizada RAG	68 143 693
Remuneración Anual por Ampliaciones RAA	23 207 845
Total RAA (2011-2012)	91 351 538
Liquidación Anual de la RAG (May-10-Abr-11)	-6 235 193
Saldo a favor del ITF de Mayo 10 a Abril 11	104 276
Recuperación del ITF Adic a la RAG	5 209
Total RA (2011-2012)	85 225 831

M.3 Remuneración de la RA

De acuerdo con el CONTRATO, OSINERGMIN debe definir los mecanismos tarifarios y los correspondientes valores, para asegurar que la RAG debidamente ajustada y la RA sean íntegramente pagadas a REP. Para este fin, en el Anexo N° 7 del CONTRATO se establecieron las siguientes consideraciones:

- La RA(n) comprende los siguientes conceptos: RA1(n) que se paga mediante compensaciones mensuales que serán facturadas a los titulares de generación (Pago de los Generadores) y la RA2(n) que debe ser pagada por los consumidores finales por el SPT y SST.
- El monto de la RA1(n) que corresponde ser pagado por las instalaciones de Generación, debe ser establecido por el OSINERGMIN, antes del 30 de abril del año “n”. Este monto debe ser asumido por los titulares de generación en función del uso físico que realicen de dichas instalaciones de transmisión. Asimismo, se establece que el procedimiento para la asignación de la responsabilidad del pago de las compensaciones mensuales se debe basar en la determinación de los “Factores de Distribución Topológicos”⁵⁶.
- El pago de los consumidores finales RA2(n) se debe establecer mediante la siguiente diferencia:

$$RA2(n) = RA(n) - RA1(n).$$

- El pago RA2(n) tiene dos componentes: El primero, llamado RA_{SST}(n) (pago de los consumidores por el Sistema Secundario de Transmisión), que está compuesto por las tarifas y compensaciones por el SST, y el segundo, llamado RA_{SPT}(n) (pago de los consumidores por el Sistema Principal de Transmisión) que lo componen: el Ingreso Tarifario Esperado y el Peaje por Conexión del SPT; los que deben establecerse mediante el procedimiento señalado en el numeral 5.2 del Anexo 7 del CONTRATO:



⁵⁶ “Factores de Distribución Topológicos” que se describe en el documento de Janusz Bialek “Topological Generation and Load Distributions Factors for Supplemental Charge Allocation in Transmission Open Access” publicado en el IEEE Transactions on Power Systems - Vol 12 - N° 3 - August 1997

“ ...

- A. Se determina las compensaciones correspondientes a las instalaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión de aplicación a la demanda ($RA_{SST}(n)$), de conformidad con las Leyes Aplicables y en particular según lo establecido en el artículo 139º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado por Decreto Supremo No 009-93-EM y sus normas complementarias y modificatorias. En el cálculo de la $RA_{SST}(n)$ no se deben incluir las instalaciones que Generan Ingresos Adicionales a la RAG aplicables a la demanda.
- B. Se determina las compensaciones correspondientes a las instalaciones del Sistema Principal de Transmisión ($RA_{SPT}(n)$), de conformidad con las Leyes aplicables.
- C. Se calcula la suma ($RA_{SST}(n) + RA_{SPT}(n)$).
- D. Si la suma calculada en C) resulta superior al valor de $RA_2(n)$, se procede a efectuar un reajuste en los peajes de los Sistemas Secundarios de Transmisión aplicable a los Usuarios Regulados comprendidos en la $RA_{SST}(n)$, hasta que la suma de las compensaciones sea igual a la $RA_2(n)$. Si aún con dicho reajuste subsistiese alguna diferencia, se efectuará un reajuste en el Peaje por Conexión del Sistema Principal de Transmisión, hasta alcanzar la igualdad indicada.
- E. Si la suma calculada en C) fuese inferior al valor de la $RA_2(n)$ se reajustará el valor del Peaje por Conexión del Sistema Principal de Transmisión hasta que la suma de las compensaciones sea igual a la $RA_2(n)$

...

El procedimiento para el cálculo del pago de los consumidores, o cualquier parte de la metodología descrita para este fin, podrán ser modificados por el OSINERGMIN, cuando resulte indispensable o lo dispongan las Leyes Aplicables, sin alterar el valor de la $RA_2(n)$ y sin afectar el cálculo de la $RA_2(n)$.”

M.3.1 Determinación del Pago de los Generadores – RA1 (10)

Se ha determinado el monto anual del pago de los titulares de generación, para el periodo mayo 2011 – abril 2012, considerando los peajes de transmisión secundaria publicados mediante Resolución OSINERGMIN N° 184-2009-OS/CD y modificatorias, en el marco del proceso del Proceso para la Fijación de Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión para el periodo 2009 - 2013.

El monto anual estimado del pago de los titulares de generación, RA1 (10), asciende a la suma de US\$ 56 011 937, expresado al 30 de abril de 2012.



M.3.2 Pago de los Consumidores – RA2(10)

M.3.2.1 Determinación de la RA2(10)

El pago de la componente de la RA asignable a la demanda correspondiente al año 10, RA2(10), se calculó con la siguiente expresión:

$$RA2(10) = RA(10) - RA1(10)$$

Donde:

RA2(10): Componente de la RA correspondiente al año 10, asignado a la demanda.

RA(10): Es la RA actualizada al año 10 determinada en M.3.

RA1(10): Componente de la RA correspondiente al año 10, asignado a la generación, calculado en M.3.1.

Como resultado, se determinó que el monto asignable a los consumidores, RA2(10), para el año 10, es igual a US\$ 29 213 894.

Cuadro No. M.14

Determinación del Pago de los Consumidores – RA2(10)

Concepto	(US\$)
Remuneración Anual (10) (actualizada)	85 225 831
Pago generadores RA1 (10)	56 011 937
Pago consumidores RA2 (10)	29 213 894

M.3.4 Pago de los Consumidores por el Sistema Secundario de Transmisión RA_{SST}(10)

Como se señaló previamente, de acuerdo con el CONTRATO, la RA_{G2}(10) se debe pagar mediante los siguientes rubros:

- RA_{SPT}(10): Ingreso Tarifario y Peaje por Conexión correspondiente al Sistema Principal de Transmisión que deben ser pagados por los consumidores de acuerdo con las leyes aplicables al mismo.
- RA_{SST}(10): Ingreso Tarifario del Sistema Secundario de Transmisión y Peaje del Sistema Secundario de Transmisión que deben ser pagados por los consumidores a través de los cargos de transmisión secundaria.

De la aplicación de las tarifas y peajes del SST se ha determinado que para el periodo mayo 2011 – abril 2012, los ingresos por SST serían US\$ 10 982 423 (US\$ 927 761 por concepto de Ingreso Tarifario y US\$ 10 054 663 por concepto de Peajes del SST), así mismo, de acuerdo con el análisis de costos efectuado en la presente fijación, el costo total anual del SPT sería US\$ 18 027 320. La suma de ambos montos resulta en US\$ 29 009 743, que es menor a la RA2(10) (US\$ 29 213 894) en US\$ 204 150.



En ese sentido, conforme al procedimiento establecido en el numeral 5.2 del Anexo N° 7 del CONTRATO, no corresponde realizar reajuste alguno de los peajes de los SST aplicables a los clientes regulados. En consecuencia, se recomienda fijar el Costo Total de Transmisión por el SPT de REP en US\$ 18 231 470.

Cuadro N° M.15
Determinación de la RA_{SST} y RA_{SPT} (10)

Concepto	US\$
RA	85 225 831
RA1	56 011 937
RA2	29 213 894
RA2 SST	10 982 423
ITA	927 761
PSST	10 054 663
RA2 SPT	18 231 470



Anexo N

Precio Básico de Potencia

N.1 Análisis de la Propuesta del Subcomité de Generadores

N.1.1 Propuesta del Subcomité

El Subcomité de Generadores manifiesta que su propuesta contempla las siguientes modificaciones respecto de la fijación de Precios en Barra del año 2010, con respecto de la Central Térmica:

a. Precio FOB.

Considera 40,106 Millones de US\$ como resultado de la aplicación del Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia (en adelante "El Procedimiento"), aprobado por Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD.

b. Transporte local, Montaje electromecánico, Pruebas y puesta en marcha, Supervisión, Adquisición de terreno, Obras preliminares y cerco, Obras civiles, Suministro de sistema de combustible, Suministro de sistema contra incendio.

Ajusta los costos con el índice de inflación nacional respecto del 31 de marzo de 2010. Señala que ello es manteniendo la metodología utilizada por OSINERGMIN en la regulación del año 2010.

De igual modo para los costos de la Conexión Eléctrica, el Subcomité de Generadores indica que se han mantenido todos los costos que conforman el Precio FOB de la Fijación Tarifaria mayo 2010, excepto la partida de Equipo de servicios auxiliares en la cual se han considerado los costos de Automatismo, Transformadores Auxiliares de media tensión y baja tensión que figuran en la plantilla PR 2005 de la regulación del año 2010 ajustado también con el índice de inflación nacional. Hace referencia como ejemplo al equipamiento de la TG8 de la Central Santa Rosa.

Asimismo, los costos fijos no combustibles se proponen como el producto de valor determinado en la regulación del año 2010 multiplicado por la variación del índice CUUR0000SA0, publicado por el Bureau of Labor Statistics del United States Department of Labor, según indica por tratarse mayormente de equipo importado.

N.1.2 Análisis de la Propuesta

Preliminarmente al detalle del análisis de la propuesta del Subcomité de Generadores, debe tenerse presente que la valorización de la unidad de punta se efectúa con la finalidad de establecer una señal tarifaria, lo cual dista de pretender determinar el costo medio de alguna obra en particular, que por



su propias necesidades se puede diferenciar en mayor o menor medida de la unidad de punta. En este sentido, si bien la información de gastos y costos incurridos por los agentes se constituye en una fuente de información importante para determinar los costos a reconocer, ésta no es la única y además para su utilización es necesario efectuar una evaluación de varias inversiones en centrales de generación de similares características que permitan establecer costos unitarios promedio que se puedan considerar representativos del mercado. Esta tarea implica no sólo la recopilación de facturas sino la corrección de las mismas para adecuarlas a equipamientos comparables.

Visto lo anterior, y luego de revisada la información recibida del Subcomité de Generadores, debe comentarse lo siguiente respecto de las modificaciones propuestas en los costos de la Central Termoeléctrica:

- a. Precio FOB. Se ha procedido a revisar el cálculo efectuado por el Subcomité de Generadores conforme se detalla en el apartado N.2 del presente Anexo.
- b. Transporte local, Montaje electromecánico, Pruebas y puesta en marcha, Supervisión, Adquisición de terreno, Obras preliminares y cerco, Obras civiles, Suministro de sistema de combustible, Suministro de sistema contra incendio.

En vista que no se ha efectuado una revisión detallada de los costos reconocidos en la regulación del año 2010, se ha considerado conveniente ajustar dichos valores considerando la variación del índice WPSOP3500 entre marzo de 2010 y marzo de 2011 para ajustar los costos en moneda extranjera. En tanto, para el caso de los costos en moneda nacional se ajustan los costos de la regulación del año 2010 considerando la variación del IPM y del tipo de cambio entre marzo de 2010 y marzo de 2011.

En cuanto a los costos de la Conexión Eléctrica, tanto para el caso de la celda como del transformador de potencia se hace uso de los precios FOB contenidos en la "Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión con costos 2010", aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 015-2011-OS/CD y su modificatoria, Resolución OSINERGMIN N° 054-2011-OS/CD.

Respecto de las partidas Transporte local, Obras civiles, Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, y suministro local Supervisión se ha procedido a ajustar los costos de la regulación del año 2010 considerando la variación del IPM y del tipo de cambio entre marzo de 2010 y marzo de 2011. En cuanto a los Gastos Generales - Utilidad Contratista se determinan como el 10% de las partidas antes señaladas, manteniendo el mismo criterio a lo reconocido en los costos de la Central Termoeléctrica.

Asimismo, cabe señalar que no se han considerado los costos de Automatismo, Transformadores Auxiliares de media tensión y baja tensión que figuran en la plantilla PR 2005 de la hoja de cálculo que sustentó la regulación del año 2010, por cuanto dicha plantilla no se relaciona con la unidad de punta sino con una configuración de una central termoeléctrica ciclo simple que opere con gas natural con horas de operación esperadas muy superior a la unidad de punta.



Finalmente, en cuanto a los costos fijos no combustibles corresponde aplicar lo establecido en el Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia (en adelante “el Procedimiento”), aprobado mediante Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD.

N.2 Capacidad ISO y Precio FOB

Se obtuvo el Precio Básico de Potencia conforme a la aplicación del Procedimiento habiéndose actualizado el valor de la Tasa activa promedio en moneda extranjera, publicada por la Superintendencia de Banca y Seguros (<http://www.sbs.gob.pe>), TAMEX al 31 de marzo de 2011.

Conforme a lo dispuesto en el Procedimiento, se ha verificado que en la última publicación tres unidades tienen Capacidades Estándar (CE_{ISO}) que se encuentran dentro de los límites y condiciones exigidas en los numerales 6.3.2 y 6.3.3 del Procedimiento⁵⁷: PG7241FA, GT24 y SGT6-5000F.

De este modo, se determina que la unidad de punta presenta una CE_{ISO} igual a 180,05 MW y un precio FOB_{TG} de 40 217 miles US\$, de conformidad con lo establecido en los numerales 6.3 y 7.1 del Procedimiento. En el cuadro siguiente se detallan los valores utilizados en el cálculo del CE_{ISO} y el FOB_{TG} de la unidad de punta:

⁵⁷ 6.3.2. La capacidad estándar de la unidad de punta será al menor valor entre el de 3,5% de la máxima demanda anual del sistema para el año en que se presenta la propuesta y el 75% de la potencia efectiva de la unidad turbogas de mayor capacidad instalada en el sistema (límite inferior). Asimismo, será a lo más igual a la potencia efectiva de la unidad turbogas de mayor capacidad instalada en el sistema (límite superior):

$$\text{Min}(3,5\% * MD_{\text{año}}, 75\% * P_{EFMC}) \leq CE_{ISO} \leq P_{EFMC} \dots\dots (1)$$

Donde:

- $MD_{\text{año}}$ = Máxima demanda nacional anual proyectada del sistema para el año en que se presenta la propuesta.
- Min = Función mínimo valor.
- P_{EFMC} = Potencia efectiva determinada por el COES-SINAC de la unidad turbogas de mayor capacidad que opera en el sistema para el momento en que se presenta la propuesta.

6.3.3. La capacidad estándar de la unidad de punta se determina de la siguiente manera:

$$CE_{ISO} = CCBGN_{ISO} * FCTC * FCCS \dots\dots (2)$$

Donde:

- $CCBGN_{ISO}$ = Capacidad nominal ISO (en Megavatios), en carga base con gas natural, a condiciones estándar ISO 2314, obtenida como el promedio aritmético de las últimas cinco ediciones disponibles de la revista GTWH, considerando unidades que operen con una frecuencia de 60 Hertz.
- FCTC = Factor de corrección por tipo de combustible, cuyo valor es de 0,9804 para el caso de turbinas a gas que operen con Diesel 2. En caso se modifique el combustible o el tipo de unidad se deberá establecer el valor aplicable para dicho caso.
- FCCS = Factor de corrección por condiciones de servicio, igual a 0,9876, resultado del producto de los siguientes factores para el caso de turbinas a gas: factor por pérdidas en filtros de aire, factor por pérdida de presión en escape, factor por consumo de servicios auxiliares y factor por pérdidas en el transformador. En caso se modifique el tipo de unidad se deberá establecer el valor aplicable para dicho caso.



Cuadro No. N.1
CE_{ISO} y FOB de la Turbina a Gas

EDICIÓN REVISTA GTWH	PG7241FA		GT24		SGT6-5000F	
	miles US\$	Potencia Base ISO MW	miles US\$	Potencia Base ISO MW	miles US\$	Potencia Base ISO MW
1 GTWH 2004/2005	28500	171,70	34700	187,70	nd	nd
2 GTWH 2006	30910	171,70	33690	179,00	35340	198,30
3 GTWH 2007/2008	40176	171,70	46421	188,78	46982	198,30
4 GTWH 2009	41790,4	171,70	46363,2	188,78	46560,9	202,00
5 GTWH 2010	42406,9	183,00	43443,8	188,78	45750,1	202,00
Número de publicaciones			5		5	
Promedio	36756,66	173,96	40923,6	186,61	43658,25	200,15
CE _{ISO}	180,05	MW				
Valor FOB _{TG}	40217	miles US \$				

N.3 Costo Fijo de Personal y Otros

Con relación a los costos de personal se han mantenido los costos de personal establecidos en la regulación de mayo de 2010. El costo de personal de la unidad de punta se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro No. N.2

Descripción	Cant	Sueldo bruto US\$/mes	Sueldobruto US\$/año
Gerente de planta o Jefe de planta	1	3902,33	46 827,91
Gerente de Operaciones	1	2963,22	35 558,63
Gerente de Mantenimiento y Planificación	1	2963,22	35 558,63
Jefe de turno	2	2414,34	57 944,23
Operadores (dos turnos)	4	1309,75	62 867,96
Supervisor mecánico	1	2414,34	28 972,12
Supervisor electrico e Instrumentación y Control	1	2414,34	28 972,12
Personal de mantenimiento	4	1309,75	62 867,96
Seguridad industrial	1	1200,00	14 400,00
Personal de seguridad	11	500,00	66 000,00
Total anual	US \$		439 969,56
Leyes sociales 42,3%	US \$		186 253,78
Gastos generales 30%	US \$		131 990,87
Seguros Multiriesgo	US \$		291 596,48
Total anual	US \$		1 049 810,68

Como se puede apreciar, para la determinación de los costos fijos de personal, se considera la estructura de personal necesario para operar y mantener en forma eficiente la central, de acuerdo con lo que establece el Procedimiento para la determinación del Precio Básico de Potencia. Es así que, adicionalmente se considera para la determinación de dichos costos el rubro de Gastos Generales que viene a ser el 30% del costo total de personal, porcentaje que contempla todos los demás costos de las diversas áreas de apoyo a la operación y mantenimiento (apoyo que puede estar dado, entre otros, por las áreas de administración, comercial y de finanzas). Asimismo, se ha actualizado el valor de los Seguros Multiriesgos, los cuales



como en anteriores regulaciones corresponden al 5% del costo total de inversión en la central de punta y su conexión al sistema.

N.4 Costos Fijos de Operación y Mantenimiento

El literal a) del numeral 8.2.2 del Procedimiento señala que, en tanto se mantenga como unidad de punta una turbina a gas, se estimará el valor del Costo Fijo de Operación y Mantenimiento en función de las unidades que operen en el SEIN, y cuya capacidad efectiva se halle más próxima a la CE_{ISO} determinada (igual a 171,4 MW para el presente periodo regulatorio). En este sentido, de una revisión de las unidades turbogas que operan actualmente en el SEIN, la unidad más próxima a la CE_{ISO} corresponde a la V84.3A (unidad operada por las empresas Edegel y Enersur).

Al respecto, el párrafo final del mismo numeral 8.2.2 expresa que *“Cuando el combustible utilizado no corresponda al diesel, o cuando la unidad W501D5A no se constituya en la más próxima a la CE_{ISO} determinada, se deberá establecer la nueva fórmula para el cálculo de las EOH y su correspondiente tabla de frecuencia de mantenimientos asociada.”*

En el caso presente, tal como se indicara en la fijación de tarifas del año 2007, si bien el combustible utilizado continúa siendo petróleo diesel, la unidad W501D5A (unidad Westinghouse de la C.T. Santa Rosa de 121,3 MW que hasta el año 2006 venía siendo utilizada) ya no se constituye en la más próxima a la CE_{ISO} , por lo que en su lugar corresponde utilizar la unidad V84.3A. En este sentido, se mantiene la fórmula de cálculo de las EOH (Horas de Operación Equivalente) y la tabla de frecuencias de mantenimiento establecidas para dicha unidad, la cual se reproduce a seguir:

- Fórmula de Horas Equivalente (EOH) que reemplaza a la definida en el literal c) del numeral 8.2.2 del Procedimiento:

$$EOH = a * OBLOH + HOD + c * NAN$$

Donde:

$$a = 1, b = 0,068, c = 10$$

HEO = Horas de Operación Equivalente

$OBLOH$ = $NAN * HOA$ = Horas Operación carga base

HOD = $b * OBLOH$ = Horas Operación cambios rápidos de temperatura (Horas Dinámicas equivalentes)

NAN = Numero de arranques normales = 200

HOA = Horas de operación por arranque normal = desde 1 hasta 14, con pasos unitarios.

- Tabla de frecuencia de Mantenimientos asociados, que reemplaza la definida en el literal d) del numeral 8.2.2 del Procedimiento:



Cuadro No. N.3

<i>Mantenimientos</i>	<i>EOH</i>
<i>Combustor</i>	<i>8 000</i>
<i>Ruta de gases calientes</i>	<i>24 000</i>
<i>Mayor</i>	<i>48 000</i>

Asimismo se ha procedido a la revisión y actualización de los costos de materiales de mayo 2004 a marzo 2011 y costos de especialistas extranjeros de abril 2008 a marzo 2011, mediante la aplicación de los índices WPSSOP3500 y CUUR000SA0 del US Department of Labor, respectivamente, siendo el valor del CFOyM resultante igual a US\$ 734 187, conforme se muestra en el Cuadro No. N.4.



Cuadro No. N.4

Cálculo del CFNC de Mantenimiento para Turbogases

Tipo = V84.3A Siemens
 PEfectiva = 171,4 MW
 Tasa = 12% Anual

Mantenimientos	EOH
Combustor	8000
Ruta de gases calientes	24000
Mayor	48000

Fórmula **EOH = a*OBLOH + HOD + c*NAN**

Factores a = 1
 b = 0,068
 c = 10

EOH Horas Equivalentes Operación
OBLOH Horas Operación carga base
HOD Horas Operación cambios rapidos de temperatura (Horas Dinamicas equiv)
NAN: Numero de Arranques
b: Factor de carga punta
a: Factor de operación carga base
c: Factor para cada arranque

OBLOH	200	400	600	800	1 000	1 200	1 400	1 600	1 800	2 000	2 200	2 400	2 600	2 800
HOD (=b*OBLOH)	14	27	41	54	68	81	95	108	122	135	149	162	176	190
NAN	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
HO/A	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
HEO	2 214	2 427	2 641	2 854	3 068	3 281	3 495	3 708	3 922	4 135	4 349	4 562	4 776	4 990
APM	3,614	3,296	3,030	2,803	2,608	2,438	2,289	2,157	2,040	1,935	1,840	1,753	1,675	1,603
Resultados														
Total Actual (KUS\$)	5 986	7 728	8 524	9 377	10 107	10 981	11 660	13 483	14 242	15 079	15 789	16 574	17 238	19 160
Anualidad (KUS\$)	801	1 035	1 141	1 255	1 353	1 470	1 561	1 805	1 907	2 019	2 114	2 219	2 308	2 565
Energía Anual (MWh)	34 275	68 550	102 826	137 101	171 376	205 651	239 927	274 202	308 477	342 752	377 028	411 303	445 578	479 853
Mant. Unitario (Mills/kWh)	23,38	15,09	11,10	9,16	7,90	7,15	6,51	6,58	6,18	5,89	5,61	5,39	5,18	5,35
CFNC Fijo (KUS\$/año)	734,187													



N.5 Resultados Finales

Finalmente, sobre la base de la aplicación del Procedimiento se determina que el Precio Básico de Potencia resultante equivale a 76,26 US\$/kW-año, conforme se muestra en el Cuadro No. N.5.

Cuadro No. N.5

CENTRAL TERMOELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		40 216,74		40 216,74
Repuestos iniciales	2,50%	1 005,42		1 005,42
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	1 608,67		1 608,67
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		342,65	342,65
Transporte local			217,15	217,15
Montaje electromecánico		541,81	1 106,22	1 648,04
Pruebas y puesta en marcha			523,92	523,92
Supervisión		246,20	502,76	748,96
Adquisición de terreno (incluye sub estación)			303,93	303,93
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			129,02	129,02
Obras civiles			1 902,94	1 902,94
Suministro de sistema de combustible (incluye monitoreo continuo de emisiones)			1 464,07	1 464,07
Suministro de sistema contra incendio			190,01	190,01
Gastos Generales - Utilidad Contratista			1 283,23	1 283,23
Intereses Durante la Construcción (1)	5,35%	2 333,91	426,23	2 760,14
Costo Total de Inversión de la Central Termoelectrónica (CTI _{CT})		45 952,75	8 392,14	54 344,89

CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		3 336,51		3 336,51
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	133,46		133,46
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		27,76	27,76
Transporte local			19,93	19,93
Obras civiles			39,17	39,17
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			139,58	139,58
Supervisión			51,15	51,15
Gastos Generales - Utilidad Contratista			24,98	24,98
Intereses Durante la Construcción (1)	5,35%	185,67	16,19	201,86
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI _{CE})		3 655,64	318,77	3 974,41

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})		6 152,10	1 123,53	7 275,63

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})		453,82	39,57	493,40

Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento				
		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)			1 049,81	1 049,81
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)		734,19		734,19
Participación		76,84%	23,16%	
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe)		9,91	US\$ / kW-año	

		Miles US\$ / año	US\$ / kW-año
Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta (aINV)		43,15	US\$ / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar (CCUPS)		53,06	US\$ / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE)		55,74	US\$ / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)		76,26	US\$ / kW-año

Capacidad Estándar de la unidad de Punta (CE _{Est.})		180,05	MW
Potencia Efectiva (P _{EF})		171,4	MW
Factor de Ubicación (FU)		1,0506	
Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (MRFO)		32,70%	
Tasa de Disponibilidad Fortuita de la unidad (TIF)		3,00%	

(1) Tamex = 8,3224% vigente al 31.03.11



Anexo O

Aplicación en el Modelo PERSEO de la nueva restricción al Lago Junín

En vista que, la Resolución Directoral N° 002-2010-ANA-DEPHM tiene implicancia en la tarifa, existe la obligación de OSINERGMIN de considerar en la misma estos efectos ya sea modificando o no el modelo PERSEO.

Asimismo, de acuerdo al principio de eficacia del procedimiento administrativo y teniendo en cuenta que no se causará indefensión a los administrados, se considera necesario modificar el modelo PERSEO de manera que se respeten las restricciones contenidas en la Resolución Directoral N° 002-2010-ANA-DEPHM.

De este modo, es necesario introducir la restricción impuesta por la Resolución Ministerial N° 607-2008-MEM/DM en el modelo PERSEO de acuerdo con lo detallado a continuación.

O.1 Sobre la Resolución Directoral N° 002-2010-ANA-DEPHM

La Resolución Directoral N° 002-2010-ANA-DEPHM establece, entre otros, que entre enero de 2011 y febrero de 2012 se deberá considerar los siguientes límites (volumen útil) operativos en la gestión del Lago Junín⁵⁸.

Cuadro No. O.1

Mes	Volumen Máximo (Hm3)	Volumen Mínimo (Hm3)
Enero	314,741	29,35
Febrero	314,741	29,35
Marzo	314,741	29,35
Abril	314,741	29,35
Mayo	314,741	29,35
Junio	314,741	29,35
Julio	257,395	29,35
Agosto	203,961	29,35
Setiembre	154,439	29,35
Octubre	154,439	29,35
Noviembre	154,439	29,35
Diciembre	203,961	29,35

Cabe precisar que tanto antes como después del plazo antes indicado se considera lo dispuesto por el Artículo 3° de la Resolución Ministerial N°



⁵⁸ Tomado del Informe COES D/DO/SPR – 010 – 2010, "Programa de Mediano Plazo de la Operación del SEIN de Enero a Diciembre 2011".

149-98-AG. Es decir, mantener como mínimo la siguiente trayectoria para la operación del Lago Junín:

Cuadro No. O.2

Volumen Mínimo Útil del Lago Junín	Porcentaje
1 junio	100%
30 junio	85%
31 julio	70%
31 agosto	55%
30 setiembre	40%
31 octubre	25%
30 noviembre	10%
31 diciembre	3%

O.2 Modificación del Modelo PERSEO

Se procedió a incluir las restricciones impuestas por la Resolución Directoral N° 002-2010-ANA-DEPHM mediante la modificación del archivo IMPRIME.FOR, en la subrutina "Impmodlin", conforme se indica a continuación.

Se agregó la variable local RD002 de tipo real*8 válida desde la etapa 13 hasta la 26, considerando que la etapa 1 corresponde a enero de 2010, y que guarda los volúmenes máximos a que hace referencia la Resolución Directoral N° 002-2010-ANA-DEPHM.

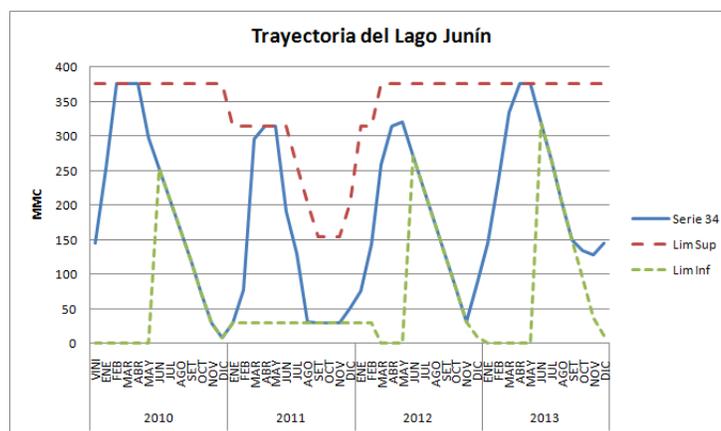
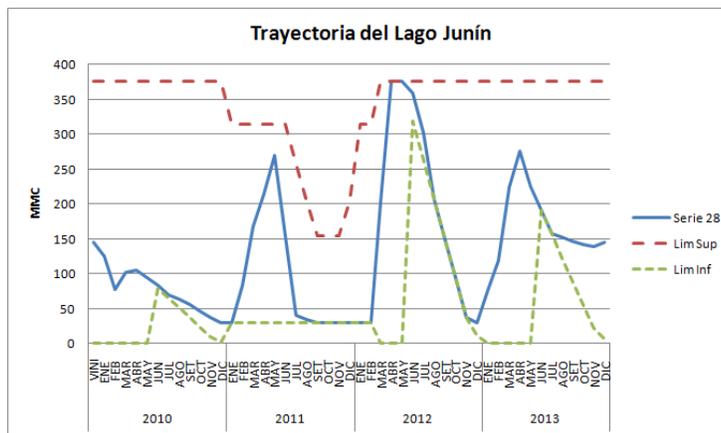
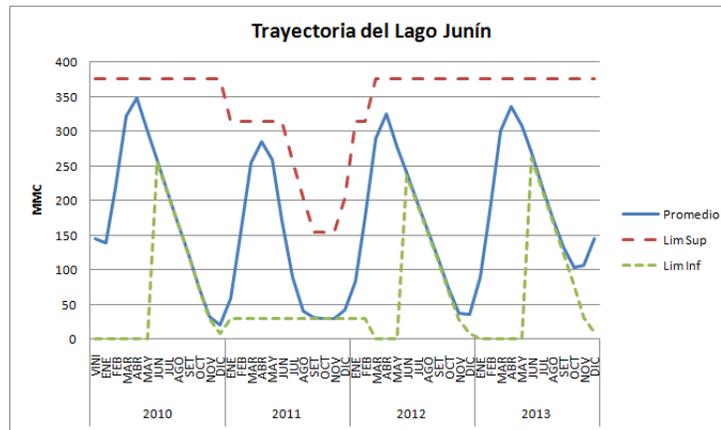
Asimismo, se dejó sin efecto las restricciones de la Resolución Ministerial N° 149-98-AG entre dichas etapas, a la vez que se activó como límite mínimo en dicho plazo el de 29,35 millones de m3.

O.3 Resultados obtenidos

Las trayectorias que se presentan a continuación corresponden a las hidrologías 28 y 34, así como al promedio de las 45 secuencias evaluadas. De ellas se puede observar que se cumple en cada una de ellas con las restricciones que imponen tanto la Resolución Directoral N° 002-2010-ANA-DEPHM, como la Resolución Ministerial N° 149-98-AG a la operación del Lago Junín.



Gráfico No. O.1



Anexo P

Determinación del CUCSS

P.1 Aplicación del Procedimiento

En este Anexo se presenta el cálculo del Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro conforme a la aplicación del Procedimiento "Compensación Adicional por Seguridad de Suministro" (en adelante "el Procedimiento"), aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 651-2008-OS/CD.

Conforme a lo dispuesto en el Procedimiento, se procedió a determinar el CCUPE⁵⁹ de acuerdo a lo que establece el "Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia" aprobado por Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD y sus modificatorias, considerando dos escenarios: el primero, con la Unidad de Punta operando sólo con gas natural; en tanto el segundo, con la Unidad de Punta operando con gas natural y petróleo diesel 2 (70% y 30% del tiempo, respectivamente).

Para la determinación de los costos de inversión en el caso de operación con gas natural y diesel 2 (operación dual), se incluyen además los costos adicionales respecto del caso de operación con gas natural:

- i) Instalaciones para garantizar el suministro de petróleo diesel 2 vía camiones cisterna: recepción y transferencia desde sistema de transporte de diesel 2; almacenamiento para una autonomía de 15 días y costo de mantener este stock; transferencia hacia sistema de limpieza y purificación del combustible líquido; tratamiento y separación de agua y partículas de sólidos del petróleo; almacenamiento de petróleo limpio con capacidad de almacenamiento de un día de operación; alimentación a turbinas; tuberías y válvulas de conexión.
- ii) Instalaciones para operar las turbinas con gas natural o diesel 2: cambio en el quemador existente en la turbina por un quemador de tecnología DLN; tuberías, válvulas, instrumentos y conexiones para la inyección regulada de combustible líquido; tuberías, válvulas, instrumentos y conexiones para la inyección regulada de agua desmineralizada.
- iii) Instalaciones auxiliares: tanque, válvulas y conexiones para suministro de agua desmineralizada para inyección en quemador; planta desmineralizadora; reservorio de almacenamiento de agua cruda; estructuras y equipos para captación y transporte de agua cruda; reservorio para almacenamiento de lodos provenientes de limpieza de petróleo diesel 2, borras descargadas de tanques de almacenamiento



⁵⁹ Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar.

y efluentes de rechazo de planta desmineralizadora, facilidades para transferencia a camiones cisterna que transportarán estos residuos a un relleno seguro.

De otro lado, para la determinación de la potencia efectiva de la unidad se considera un factor de corrección por tipo de combustible (FCTC) igual a 0,9941 para el caso dual y de 1,0000 para el caso con gas natural, manteniendo el resto de factores de corrección previstos en el "Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia".

Finalmente, y conforme a lo establecido en el Procedimiento, la determinación de los Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM) se efectuó considerando un factor de operación en carga base "a" de la fórmula para la determinación de la horas de operación equivalentes (EOH) igual a 1,09 para el caso de la operación dual; en tanto, un factor "a" igual a 1,00 para el caso de la operación con gas natural.

Una vez calculados los CCUPE se determina el Costo Unitario Eficiente por Dualidad como el producto del tipo de cambio, el factor 0,0791 y la diferencia de los CCUPE. El cuadro siguiente resume los resultados obtenidos.

Cuadro No. P.1
CCUPE y Costo Unitario Eficiente por Dualidad

Unidad de Referencia operando con	Pot. Efectiva MW	Anualidad miles US\$	CFOyM miles US\$	CCUPS US\$/kW-año
Gas Natural	174,80	7 785,79	1 784,62	54,75
Gas Natural (70%) y Diesel 2 (30%)	173,77	8 992,62	1 821,73	62,23
Factor a aplicar	0,0791			
Tipo de Cambio	2,805 S/./US\$			
Costo Unitario Eficiente por Dualidad	1,66 S/./kW-mes			

Se obtiene el Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro (CUCSS) como el producto de las unidades calificadas como duales al 31 de marzo de 2011 y el Costo Unitario Eficiente por Dualidad dividido entre la demanda utilizada para el cálculo del Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión. En este caso, al contarse con las unidades de las Centrales de Ventanilla y Santa Rosa⁶⁰ (que suponen una potencia calificada como dual de 550,204 MW⁶¹) resulta que el CUCSS es igual a 0,19 S/./kW-mes.

P.2 Costos de inversión adicionales

La presente sección contiene el detalle de la determinación de los costos de inversión adicionales a los considerados en el caso de la Unidad Dual de Referencia operando con gas natural a que se refiere el numeral 5.2 del Procedimiento.

⁶⁰ Calificadas como duales mediante Resoluciones OSINERGMIN N° 2051-2009-OS/GFE (para las unidades TG3 y TG4 de Ventanilla), N° 2926-2009-OS/GFE y N° 069-2010-OS/GFE (para las unidades TG7, UTI5 y UTI6 de Santa Rosa).

⁶¹ Según las potencias efectivas con diesel 2 publicadas en el Sistema de Información del COES-SINAC (SICOES).



Cabe señalar que los costos adicionales por operar alternativamente con combustible diesel 2 dependen de la eficiencia (rendimiento) de la central puesto que, como se desarrolla más adelante, el dimensionamiento de ciertos elementos depende de la cantidad de combustible requerido, el cual tiene una relación directa con el rendimiento (a mayor rendimiento menor consumo de combustible y viceversa). En este sentido, corresponde aplicar lo dispuesto en el segundo párrafo del Artículo 6° del Decreto Legislativo N° 1041 (DL 1041), en cuanto a que debe considerarse los costos de inversión de una turbina a gas de alto rendimiento, la cual sobre la base de la información contenida en la publicación especializada Gas Turbine World Handbook para turbinas industriales implica una eficiencia de aproximadamente 39% en condiciones ISO, lo que equivale utilizando los factores de corrección contenidos en el Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia a una eficiencia de 36%⁶² en sitio. Esta eficiencia es la que por tanto se toma en cuenta para la determinación de la inversión en la central térmica de alto rendimiento a que se refiere el DL 1041 y por tanto el valor del Costo Unitario Eficiente por Dualidad que permite recuperar estas inversiones.

P.2.1 Instalaciones para garantizar el suministro de petróleo diesel 2

a) Instalaciones de base

Las instalaciones consideradas de base para el suministro de combustible a una central térmica con capacidad de operación dual, son las que sirven para el abastecimiento de gas natural, en la capacidad requerida para la unidad turbogas de referencia.

Las premisas que se han considerado para la definición de las instalaciones de referencia para el suministro de gas natural, son las siguientes:

- Las instalaciones de alta presión corresponden al concesionario de transporte y al concesionario de distribución de gas natural y, por tanto, no comprenden a la central térmica ni a las inversiones en ductos de uso propio.
- Las instalaciones para el suministro de gas natural a la central térmica inician en una estación de regulación y medición, situada dentro del terreno de la central, con una presión en el lado de alta presión de máximo 50 bar y mínimo 30 bar.
- En correspondencia a lo anterior la estación de regulación y medición, se considera que no estará equipada con equipos calentadores del gas natural, para evitar el congelamiento al pasar por las válvulas reguladoras de presión. Igualmente se considera que no será necesario compresores.
- En la estación de regulación y medición, se consideran dos trenes de válvulas y equipos, para facilitar las labores de mantenimiento. Para



⁶² Considerando los factores de corrección "Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia" (0,9804 por factor de corrección por combustible diesel 2; 0,9876 por factor de conexión al sistema de transmisión; y 0,9815 por factor de corrección por condiciones de sitio) se tiene $36\% = 39\% \times 0,9804 \times 0,9876 \times 0,9815$.

esta estación se requieren obras civiles, instalaciones mecánicas y tuberías, así como instalaciones eléctricas e instrumentación.

- Se incluye una tubería de alimentación en baja presión, desde la estación de regulación y medición a la unidad turbogas, parcialmente con un tramo enterrado y un tramo superficial.

b) Instalaciones adicionales

Son fundamentalmente las necesarias para garantizar el suministro de petróleo diesel 2 en la capacidad requerida para la unidad turbogas de referencia.

Las premisas que se han considerado para la definición de las instalaciones para el suministro de petróleo diesel 2, son las siguientes:

- Estación de descarga desde camiones cisterna, lo que comprende plataforma de maniobra de camiones, conexiones especiales para control de derrames, bombas de transferencia e instalaciones eléctricas.
- Tanques de almacenamiento de petróleo diesel 2 para una autonomía de 15 días, lo que comprende tanques construidos con planchas y perfiles de acero de calidad estructural bajo normas API y de acuerdo a la reglamentación vigente en el país, así como obras civiles incluyendo muros perimétricos para control de derrames.
- Planta de tratamiento y limpieza de petróleo diesel 2, lo que comprende obras civiles, equipamiento mecánico, instalaciones eléctricas e instrumentación.
- Tanque de almacenamiento de petróleo diesel limpio, con capacidad de almacenamiento para un día.
- Bombas de transferencia de petróleo diesel, entre tanques y de tanque diario a la unidad turbogas y sistema de tuberías.
- Sistema contra incendio en el área de tanques, que comprende equipos y tuberías para aplicación de sistema de espuma y sistema de rociadores de agua para enfriamiento de superficies de tanques.

P.2.2 Instalaciones para operar las turbinas con gas natural o petróleo diesel 2

Comprende el equipamiento necesario para la operación de la unidad turbogas, con capacidad de cambiar el combustible y poder emplear gas natural o petróleo diesel 2.

Las premisas que se han considerado para la definición de las instalaciones para el suministro dual de combustibles a la unidad turbogas, son las siguientes:

- Se considera el empleo de quemadores de tecnología DLN, con las características constructivas para operación dual.



- En la modalidad de operación con petróleo diesel 2, se requerirá conexiones para inyección de agua para el control de emisiones de NOx.
- Se incluye además del quemador, tuberías, válvulas e instrumentación para la capacidad de inyección regulada de ambos tipos de combustibles.

De acuerdo a la publicación especializada internacional Gas Turbine World Handbook, para los grupos turbogeneradores equipados para una operación en alternativa dual con petróleo y gas, los precios de los suministros son mayores en aproximadamente 10% respecto a un equipamiento estándar para operación con un solo combustible.

P.2.3 Instalaciones auxiliares

a) Suministro de agua desmineralizada para limpieza de petróleo diesel

Para el proceso de limpieza de petróleo diesel 2 en las unidades centrífugas, se considera la necesidad de agua desmineralizada, a razón de 5% del flujo de combustible líquido tratado.

A partir del caudal determinado se establecen los requerimientos de agua por día de operación. Esta información permite establecer el volumen del tanque de almacenamiento de agua desmineralizada para el abastecimiento de un día.

Complementariamente, se considera infraestructura de bombas de inyección, válvulas, tuberías y conexiones.

b) Suministro de agua desmineralizada para inyección en quemador

Con la finalidad de atenuar las emisiones de NOx en el proceso de combustión con petróleo diesel 2 mediante quemadores de tecnología DLN, se considera la necesidad de inyectar agua desmineralizada a razón de 50% del flujo de combustible. Igual que en el caso anterior, el conocimiento de este flujo permite dimensionar el tanque de almacenamiento de agua desmineralizada para un día, el cual puede ser construido de fibra de vidrio o de acero con revestimiento interior

Complementariamente, también se considera infraestructura de bombas de inyección, válvulas, tuberías y conexiones.

c) Planta para desmineralizar agua

Para poder obtener agua desmineralizada se requiere de una planta de tratamiento de agua DEMIN. Para ello se considera la tecnología de Osmosis Inversa, la cual deberá producir lo suficiente para obtener los requerimientos diarios para la limpieza del combustible líquido y para la inyección al quemador, considerando una operación sólo en horas punta.



d) Abastecimiento de agua cruda

Adicionalmente a las instalaciones correspondientes a la planta DEMIN, se considera tuberías, válvulas y conexiones para el abastecimiento de agua cruda. Las premisas son las siguientes:

- La fuente de agua cruda que alimenta la planta de desmineralización considerada es vía algún proveedor mediante camiones cisterna.
- Se considera una cisterna fija la descarga desde los camiones.
- Bombas de transferencia de agua cruda
- Tanque de almacenamiento construido de acero con una capacidad de 720 m3.
- Se considera obras civiles, obras mecánicas, tuberías, instalaciones eléctricas e instrumentación.

e) Instalaciones para manejo de efluentes

Se producirán los siguientes residuos:

- Borrás en los tanques de almacenamiento de petróleo
- Lodos provenientes de la planta de tratamiento y limpieza de petróleo diesel.
- Aguas de rechazo de la planta desmineralizadora.

Se considera un reservorio de almacenamiento de efluentes, conexiones para la descarga a camiones cisterna y plataforma de maniobra de los camiones.

P.3 Fórmula de actualización

De acuerdo con el Procedimiento, el CUCSS se actualizará durante la vigencia de la Resolución de Precios en Barra cuando:

- i) Se actualicen los Precios en Barra a nivel generación, en este caso se aplicará el FAPPM⁶³, o
- ii) En los casos en que varíen las Unidades Duales reconocidas, en este caso se aplicará un factor que refleje la variación del total de la potencia efectiva de las Unidades Duales.

Para reflejar lo anterior se utilizará la siguiente expresión

$$\text{CUCSS} = \text{CUCSS}_0 * \text{FAPPM} * \text{DP} / \text{DP}_0$$

Donde:

⁶³ Factor de Actualización del Precio de la Potencia de Punta aplicable de acuerdo con lo dispuesto por la resolución que fije los Precios en Barra.



- CUCSS : Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro.
- CUSSS0 : 0,19 S./kW-mes
- FAPPM : Factor de Actualización del Precio de la Potencia de Punta
- DP : Potencia efectiva del total de las Unidades Duales al último día útil del mes previo, en MW, de acuerdo con lo publicado en el Sistema de Información del COES-SINAC.
- DPo : 550,204 MW, de acuerdo con las potencias efectivas de las unidades TG3 y TG4 de la Central de Ventanilla y las unidades TG7, UTI5 y UTI6 de la Central Santa Rosa, las cuales son las únicas unidades calificadas como duales por la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERGMIN al 31 de marzo de 2011. Conforme a la información tomada del Sistema de Información del COES (SICOES) a través de su página http://www.coes.org.pe/sic/sicoes/Equipamiento/sic_equipamiento.asp



Anexo Q

Compensación por Costos Variables Adicionales

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

Complementariamente, el DU-049-2008 establece que los retiros sin contratos de potencia y energía del SEIN que realizan las empresas distribuidoras de electricidad para atender a sus usuarios regulados, serán asignados a las empresas generadoras en función de la diferencia de sus energías firmes eficiente anual y sus ventas de energía por contratos, siendo estos retiros valorizados a Precios en Barra. En este caso, se compensará a las empresas generadoras asignadas a cubrir dichos retiros, de acuerdo con los costos variables adicionales con respecto a los Precios de Energía en Barra en que incurran las centrales para atender dichos retiros.

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

El presente cálculo se sustenta en la propuesta remitida por el COES-SINAC mediante carta COES/D/DO-316-2011⁶⁴, que contiene el informe técnico COES/D/DO/SPR-113-2011, "Compensación estimada por costos variables superiores al costo marginal y para cubrir los retiros sin contrato periodo marzo 2011 a diciembre de 2012", y las modificaciones que se señalan en el Anexo R, de conformidad con la Norma "Procedimientos para Compensación de los Costos Variables Adicionales y de los Retiros sin Contrato".

Asimismo, de acuerdo a lo dispuesto por la Resolución OSINERGMIN N° 026-2011-OS/CD, publicada el 18 de febrero de 2011, se ha considerado el el valor de S/. 646 550 (Seiscientos cuarenta y seis mil quinientos cincuenta con 00/100 nuevos soles) como Saldo final de la Compensación por Cargo por Reserva de Capacidad a favor de los Usuarios, el cual constituye un Débito que se transfiere como parte de la Compensación de los Costos Variables Adicionales (CVOA-CMg) para efectos de las Transferencias Mensuales de Energía correspondientes al mes de abril de 2011, de acuerdo a consideraciones establecidas en el numeral 5.4 de la Norma "Procedimiento



⁶⁴ Información actualizada respecto de la Prepublicación.

para Compensación de los Costos Variables Adicionales y de los Retiros Sin Contrato".

Los resultados se describen a continuación.

Q.1 Cargo Unitario por Costos Variables Adicionales respecto del Costo Marginal (CVOA-CMg)

Para la determinación de los CVOA-CMg para el año tarifario mayo 2011 – abril 2012 se han seguido los pasos establecidos en la Norma "Procedimiento para Compensación de los Costos Variables Adicionales y de los Retiros sin Contrato", a saber:

- a) Simulación de dos escenarios: Despacho económico con presencia de restricción que intente simular lo mejor posible la operación óptima futura del SEIN y despacho económico sin presencia de restricción.
- b) Determinación de los costos marginales asociados al despacho económico sin presencia de restricción.
- c) Identificación de las unidades de generación térmica, con excepción de generación adicional a la que se refiere el Decreto de Urgencia N° 037-2008, cuyo costo variable sea superior al costo marginal calculado de acuerdo al literal anterior.
- d) Por cada central identificada en el paso previo, se calcula el producto de la energía despachada por la diferencia entre su costo variable y el costo marginal calculado de acuerdo al literal **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, por etapa y bloque horario.
- e) Los CVOA-CMg Estimados se obtendrán como la suma de los valores obtenidos en el paso previo por cada mes y cada generador.

De la diferencia de los dos escenarios evaluados, se determinaron los siguientes montos estimados, los cuales totalizan 48 460 miles de US\$ entre mayo 2011 y abril 2012.

Cuadro No. Q.1

CVOA-CMg	Miles de US\$
May-11	4 279
Jun-11	4 945
Jul-11	4 153
Ago-11	4 328
Sep-11	5 197
Oct-11	5 140
Nov-11	5 800
Dic-11	2 878
Ene-12	2 843
Feb-12	2 587
Mar-12	3 073
Abr-12	3 236



CVOA-CMg	Miles de US\$
Total	48 460

Asimismo, se incluye la estimación al 30 de abril de 2011 del saldo que aún quedaría pendiente de pago, obtenido como la suma de lo registrado a febrero 2011 más la estimación efectuada por el COES-SINAC para los meses de marzo a abril de 2011, corrigiendo el tipo de cambio para considerar el correspondiente al 31 de marzo de 2011.

Una vez determinados los componentes de la compensación estimada por CVOA-CMg, se procede a determinar el cargo unitario considerando la demanda utilizada para el cálculo del peaje por transmisión y distribuyendo el monto a pagar en doce partes, conforme se muestra en el cuadro siguiente.

Cuadro No. Q.2

CVOA-CMg (Mayo 2011 - Abril 2012)	S/.	135 929 029
Saldo Acumulado a Abril 2011	S/.	13 292 710
Saldo según Resolución N° 026-2011-OS/CD	S/.	-646 550
Máxima Demanda Ventas 2011	MW	4 850
Tipo de Cambio (31.03.11)	S./US\$	2,805
Periodo de Recuperación	meses	12
Cargo Unitario CVOA-CMg	S/./kW-mes	2,50

Q.2 Cargo Unitario por Costos Variables Adicionales respecto de los Retiros Sin Contrato (CVOA-RSC)

De acuerdo con la Norma "Procedimiento para Compensación de los Costos Variables Adicionales y de los Retiros sin Contrato", se utiliza la información de la simulación del escenario con presencia de restricción que se señala en el literal a) de la sección del apartado Q.1 del presente anexo, y se efectúa lo siguiente:

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

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



- c) Por cada central identificada en el paso previo, se calcula el producto de la energía despachada por la diferencia entre el Costo Marginal de Corto Plazo y el Precio en Barra, por etapa y bloque horario, teniendo cuidado de no contabilizar las energías de las unidades de generación térmica cuyo costo variable fue superior al Costo Marginal que fueron consideradas en el cálculo señalado en el apartado Q.1 del presente anexo.
- d) Los CVOA-RSC Estimados se obtendrán como la suma de los valores obtenidos en el paso previo por cada mes y cada generador.
- e) Al valor obtenido se le adicionan los saldos que se hubieran acumulado en los meses anteriores por la diferencia entre los CVOA-RSC Estimados y los CVOA-RSC Incurridos calculados día a día por el COES-SINAC.

Como resultado se obtuvo los montos estimados para los CVOA-RSC que figuran en la siguiente tabla:

Cuadro No. Q.3

CVOA-RSC	Miles de US\$
May-11	-336
Jun-11	-4
Jul-11	-67
Ago-11	15
Sep-11	170
Oct-11	23
Nov-11	6
Dic-11	-60
Ene-12	-53
Feb-12	-68
Mar-12	-28
Abr-12	-78
Total	-479

Asimismo, se considera la estimación al 30 de abril de 2011 del saldo que aún quedaría pendiente de pago, obtenido como la suma de lo registrado a febrero de 2011 más la estimación efectuada por el COES para los meses de marzo y abril de 2011, corrigiendo el tipo de cambio y los precios regulados de energía y potencia.

Una vez determinados los componentes de la compensación estimada por CVOA-RSC, se procede a determinar el cargo unitario considerando la demanda utilizada para el cálculo del peaje por transmisión y distribuyendo el monto a pagar en doce partes, conforme se muestra en el cuadro siguiente.

Cuadro No. Q.4

CVOA-RSC (Mayo 11 - Abril 12)	S/.	-1 343 260
Saldo Acumulado a Abril 2011	S/.	-5 650 072
Máxima Demanda Ventas 2011	MW	4 850
Tipo de Cambio (31.03.11)	S./US\$	2,805



Periodo de Recuperación	meses	12
Cargo Unitario CVOA-RSC	S/./kW-mes	0,00



Anexo R

Compensación por Generación con Recursos Energéticos Renovables

Con fecha 02 de mayo de 2008, se publicó en el diario oficial El Peruano el Decreto Legislativo N° 1002 (en adelante “DL 1002”) que tiene por finalidad promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables (“RER”) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad.

Asimismo, mediante el Decreto Supremo N° 050-2008-EM, publicado el 02 de octubre de 2008, se aprobó el Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables (en adelante “Reglamento RER”), que tiene por objeto establecer las disposiciones reglamentarias necesarias para la adecuada aplicación del DL 1002 a fin de promover el desarrollo de actividades de producción de energía eléctrica en base al aprovechamiento de RER.

Al respecto, el Artículo 5° del DL 1002 y el 19° del Reglamento RER señalan que al Generador RER Adjudicatario de un proceso de licitación, se le remunera su energía eléctrica vía dos conceptos: i) la valorización de sus inyecciones netas de energía a Costo Marginal de Corto Plazo, y ii) un monto por concepto de Prima, determinado como la diferencia entre la valorización de sus inyecciones netas de energía a la correspondiente Tarifa de Adjudicación de la licitación y la valorización referida en i).

Complementariamente, el Artículo 7° del DL 1002 y el Artículo 21° del Reglamento RER disponen que OSINERGMIN establecerá anualmente un Cargo por Prima que pagarán los Usuarios a través del Peaje por Conexión, el cual será calculado sobre la base de la Prima a que se refiere el Artículo 19°.

Sobre el particular, mediante Resolución OSINERGMIN N° 001-2010-OS/CD se aprobó la norma “Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables” (en adelante para el presente anexo “la Norma”) que detalla el procedimiento a seguir para la determinación de la Prima cuya vigencia se aplicará del 01 de mayo al 30 de abril.

Con fechas 12 de febrero y 23 de julio de 2010 se llevaron a cabo la primera y segunda convocatorias de la Primera Subasta de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables, cuyas Bases Consolidadas se aprobaron mediante Resolución Viceministerial N° 078-2009-MEM/VME y posteriormente se modificaron para la segunda convocatoria mediante Resolución Ministerial N° 162-2010-MEM/DM.

El “Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables” fue aplicado como parte del Proceso de Fijación de Precios en Barra para el periodo mayo 2010 – abril 2011, y como resultado se determinaron los siguientes cargos consignados en la Resolución OSINERGMIN N° 079-2010-OS/CD:



Cuadro N° R.1

Central	Cargo por Prima S./kW-mes
C.H. Santa Cruz I	0,04
C.H. Poechos 2	0,07
C.H. Carhuaquero IV	0,05
C.H. Caña Brava	0,03
C.H. La Joya	0,09
C.H. Roncador	0,03
Central Cogeneración Paramonga	0,07

Por otro lado, conforme a la adenda modificatoria del contrato RER presentada⁶⁵ por la empresa Eléctrica Santa Rosa S.A.C., la C.H. Purmacana entró en operación comercial el 31 de marzo de 2011, por lo que se efectuará la determinación de su primera Prima en el periodo comprendido desde su inicio de operación comercial hasta el 30 de abril de 2011. Así mismo, corresponde determinar las Primas aplicables a las centrales hidroeléctricas Santa Cruz I, Poechos 2, La Joya, Carhuaquero IV y Caña Brava, así como la Central de Cogeneración Paramonga a base de biomasa, conforme al procedimiento establecido en la Norma y considerando que el segundo año, cuya liquidación corresponde efectuarse, es el año tarifario mayo 2010 - abril 2011.

R.1 Procedimiento de Pago del Suministro con Generación RER

De conformidad con el DL 1002, el Reglamento RER y los contratos adjudicados como resultado de las Subastas de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables, el régimen de remuneración aplicable a la Generación RER es el siguiente:

1. El Generador RER se compromete a entregar al sistema al menos su Energía Adjudicada (definición 1.4.13 del contrato⁶⁶).
2. Al Generador RER se le asegura un Ingreso Garantizado igual al producto de su Tarifa de Adjudicación por su Energía Adjudicada. Cuando las inyecciones netas de energía en un Periodo Tarifario sean menores a la Energía Adjudicada, la Tarifa de Adjudicación será reducida aplicando el Factor de Corrección (definiciones 1.4.15, 1.4.18 y 1.4.36, y numeral 6.2.5 del contrato⁶⁷).

⁶⁵ Ver el análisis de opiniones y sugerencias de Eléctrica Santa Rosa S.A.C. desarrollado en el Anexo U, sección U.3 del presente informe.

⁶⁶ **Energía Adjudicada:** Cantidad anual de energía activa expresada en MWh y estipulada en el Contrato que la Sociedad Concesionaria se obliga a suministrar al SEIN a la Tarifa de Adjudicación respectiva.

⁶⁷ **Factor de Corrección:** Es la proporción entre las inyecciones netas de energía más la energía dejada de inyectar por causas ajenas al Generador RER respecto de la Energía Adjudicada. Se aplica cuando su valor es menor a uno (1.0). La energía dejada de inyectar por causas ajenas al Generador RER será determinada según el correspondiente Procedimiento del COES.



3. Las inyecciones netas de energía hasta el límite de la Energía Adjudicada, serán remuneradas a la Tarifa de Adjudicación; en tanto las inyecciones netas de energía en exceso a la Energía Adjudicada se remuneran al correspondiente Costo Marginal (numerales 6.2.3 y 6.2.4 del contrato). Al respecto, el Artículo 19° del Reglamento RER define que las inyecciones netas de energía son iguales a la diferencia entre la generación menos los retiros de energía por compromisos contractuales que tenga el Generador RER con terceros.
4. Se establecerá una Prima sólo en el caso que lo recaudado por ventas de energía (hasta por la Energía Adjudicada) y por potencia en el mercado de corto plazo sea menor que el Ingreso Garantizado (definición 1.4.13 y numerales 6.2.1 y 6.2.7 del contrato⁶⁸).
5. Para efectos de la primera determinación de la Prima, la Energía Adjudicada será igual a la alícuota del periodo comprendido desde el inicio del Plazo de Vigencia hasta el fin del respectivo Periodo Tarifario (el cual comprende desde el 01 de mayo hasta el 30 de abril).
6. La Tarifa de Adjudicación se actualizará con frecuencia anual que coincidirá con el final del Periodo Tarifario, de acuerdo con la fórmula contenida en el Anexo 4 del contrato.

Todo lo anterior se muestra gráficamente en las siguientes figuras para mejor entendimiento.

Ingreso Garantizado: Ingreso anual que percibirá la Sociedad Concesionaria por las inyecciones netas de energía hasta el límite de la Energía Adjudicada remuneradas a la Tarifa de Adjudicación. Se aplicará únicamente durante el Plazo de Vigencia de la Tarifa de Adjudicación correspondiente.

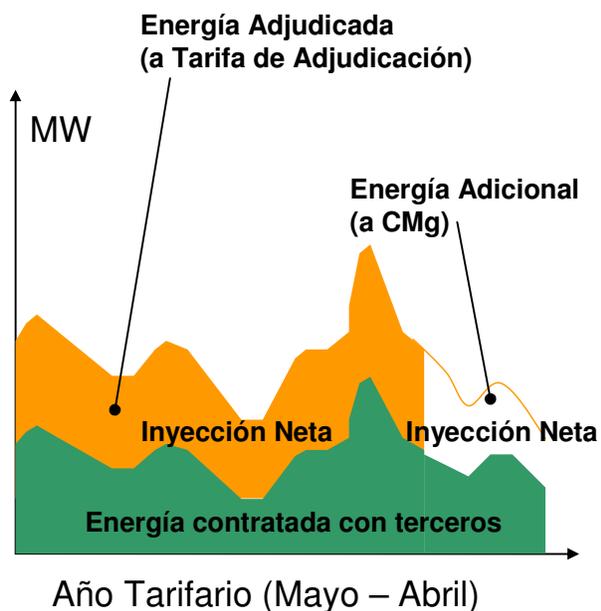
Tarifa de Adjudicación: Es la oferta de precio monómico del Adjudicatario. Esta tarifa se le garantiza a cada Adjudicatario por las inyecciones netas de energía hasta el límite de su Energía Adjudicada. Cada Tarifa de Adjudicación tiene carácter de firme y es aplicada durante el Plazo de Vigencia correspondiente, aplicando la fórmula de actualización establecida en las Bases a partir de la puesta en operación comercial.

⁶⁸ **Prima:** Monto que se requiere para que la Sociedad Concesionaria reciba el Ingreso Garantizado, una vez descontados los ingresos netos recibidos por transferencias en el COES. Se aplicará únicamente durante el Plazo de Vigencia de la Tarifa de Adjudicación correspondiente.

La primera determinación de la Prima se efectuará considerando la proporción de Energía Adjudicada correspondiente a la alícuota del periodo comprendido desde el inicio del Plazo de Vigencia hasta el fin del respectivo Periodo Tarifario.

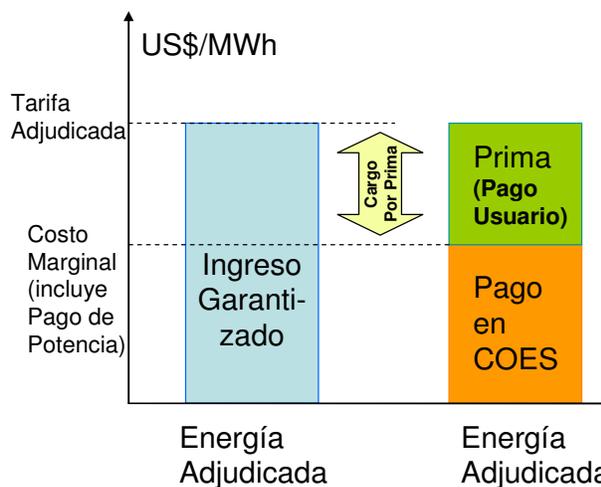


Figura N° 1



Nótese que el cumplimiento de la entrega de la Energía Adjudicada (área anaranjada de la Figura N° 1) se efectúa acumulando la energía desde el 01 de mayo hasta como máximo el 30 de abril del correspondiente Año Tarifario; en caso se verifique el cumplimiento antes de finalizado el Año Tarifario, la valorización de la inyecciones netas de energía que se produzcan de ahí en adelante no se toman en cuenta para efectos de la determinación de la Prima.

Figura N° 2

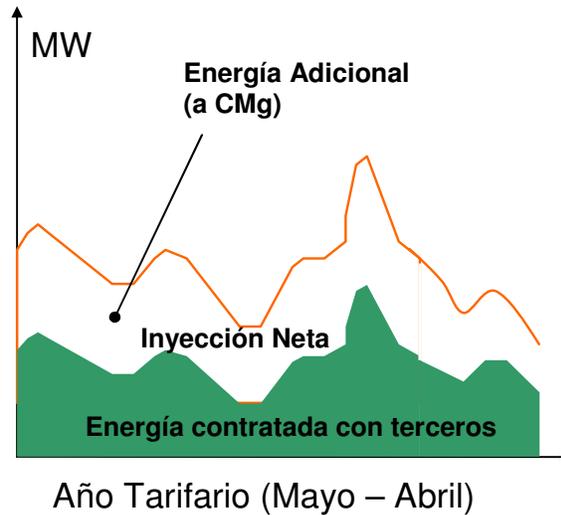


Es decir, los ingresos totales de un generador RER que opere en el SEIN resultan de la suma de i) Ingreso Garantizado en caso de ser adjudicatario de una Subasta, ii) Ventas de electricidad a terceros (otros generadores, Usuarios Libres o Usuarios Regulados) vía contratos bilaterales y iii) Ventas de energía excedente no contratada ni en subastas ni con terceros en el Mercado de Corto Plazo.



Lo anterior es consistente con el hecho que un Generador RER, de acuerdo con el DL 1002, puede operar en el SEIN sin la necesidad de haber participado de un proceso de Subasta de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables. En cuyo caso la Figura N° 1, quedaría modificada de la siguiente manera, pues no tendría obligación por Energía Adjudicada y por tanto tampoco tendría derecho a Prima alguna.

Figura N° 3



R.2 Modificaciones a la propuesta del COES-SINAC

El COES-SINAC, de conformidad con la norma “Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables”, presentó su Informe Técnico COES/D/DO/STR-082-2011⁶⁹ “Estimación de la Prima para la Generación de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables mayo 2010 - abril 2011”, mediante Carta COES/D/DO-316-2011⁷⁰.

Al respecto, luego de revisados los cálculos se modificó la propuesta de estimación de la Prima de modo que sea acorde con lo descrito en la sección R.1, en los siguientes aspectos:

1. Se considera, para todos los ingresos por potencia esperados durante el año tarifario, conforme al numeral 6.3.1 del contrato que los pagos por potencia son ingresos a cuenta del Ingreso Garantizado.
2. De manera preliminar se ha considerado los valores de Energía Dejada de Inyectar determinados por el COES para la C.H. La Joya para el Año Tarifario mayo 2010 – abril 2011, hasta verificar la aplicación de la metodología señalada en el Procedimiento Técnico COES PR-38



⁶⁹ Información actualizada respecto de la Pre-publicación

⁷⁰ Información actualizada respecto de la Pre-publicación

“Procedimiento para el cálculo de la Energía Dejada de Inyectar por Causas Ajenas al Generador RER”, así como la proyección de generación suministrada por la empresa GEPSA al COES dado que de acuerdo al memorando GFE-402-2011 de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERGMIN, la calificación de Fuerza Mayor persistiría para esta central.

3. Se procedió a modificar los archivos del SDDP recibidos en cuanto a: i) se retiran del plan de obra los grupos de emergencia del norte y sur a excepción de la C.T. Trujillo disponible hasta el 31 de julio de 2011, ii) se ha considerado como máximo caudal de turbinamiento 3 m³/s para la C.H. La Joya, iii) se actualizaron las potencias efectivas, programa de mantenimiento y plan de obras de transmisión conforme a lo indicado en el presente informe, y iv) se modificó el criterio de la determinación de la política, considerando un horizonte con un año adicional igual al inicial.
4. Como consecuencia de todo lo anterior se recalcularon las Primas y Cargos por Prima propuestos por el COES-SINAC.

R.3 Revisión del Cargo por Prima

Para la determinación de los Cargos por Prima aplicables a las centrales hidroeléctricas Santa Cruz I, Santa Cruz II, Poechos 2, La Joya, Carhuaquero IV, Caña Brava, Roncador y Purmacana, así como la Central de Cogeneración Paramonga a base de biomasa, para el año tarifario mayo 2011 – abril 2012 se han seguido los pasos establecidos en el procedimiento, a saber:

- a) Estimación del Saldo Mensual a Compensar para cada uno de los meses del Periodo Tarifario mayo 2011 – abril 2012 cuyas transferencias en el COES aún no han sido efectuadas.
- b) Información de la liquidación de los meses del Periodo Tarifario mayo 2010 – abril 2011 cuyas transferencias en el COES han sido efectuadas.
- c) Liquidación correspondiente a la alícuota de la Energía Adjudicada del Periodo Tarifario mayo 2010 – abril 2011. En este caso un doceavo (1/12) de la Energía Adjudicada correspondiente al mes de abril de 2011.
- d) Determinación de la Prima de cada central como la suma actualizada con una tasa anual de 12% de los valores determinados en los literales a), b) y c) precedentes de acuerdo con el Artículo 4° “Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables”.
- e) Determinación del Cargo por Prima de cada central como el cociente de la Prima entre la demanda utilizada para determinar el Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión anual. En caso este cargo resulte negativo se hace igual a cero.
- f) El cargo mensual se determina tomando en cuenta los meses de aplicación del cargo.



Como resultado se agregará como parte del Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, lo siguiente:

Cuadro N° R.2

Central	Cargo por Prima* S./kW-mes
C.H. Santa Cruz I	0,03
C.H. Santa Cruz II	0,08
C.H. Poechos 2	0,03
C.H. Carhuaquero IV	0,13
C.H. Caña Brava	0,03
C.H. La Joya	0,03
C.H. Roncador	0,01
Central Cogeneración Paramonga	0,10
C.H. Purmacana	0,01
Total	0,45

*Tipo de Cambio al 31.03.2011



R.4 Información Complementaria

Wilfredo Santiago Sifuentes Rosales

De: Eduardo Enríquez [eenriquez@coes.org.pe]
Enviado el: Miércoles, 06 de Abril de 2011 05:25 p.m.
Para: Wilfredo Santiago Sifuentes Rosales
CC: Adolfo Garcia; Torres, Francisco; Conza, Vicente; Dejo, Leonardo; Eduardo Enríquez
Asunto: Re: Fwd: Consulta sobre INFORME TÉCNICO COES/D/DO/STR-083-2011
Datos adjuntos: RV: Energía no generada; RE: RV: Energía no generada; Correos de información recibida de las empresa RER

Estimado Wilfredo, respecto a tus consultas:

1. Detalle del cálculo/determinación de la Energía dejada de Inyectar (EDI)(C.H. La Joya)

La C.H. La Joya es un caso especial por lo que hemos asumido una condición de ocurrencia conservadora de recursos hídricos disponibles para la determinación del EDI. A la fecha no es posible determinar el caudal disponible para producción de energía dado que depende de los grupos de regantes.

En consecuencia la información utilizada es como sigue:

Para el periodo agosto - diciembre 2010 se esta considerando su Energía Firme (aproximadamente 50% de la EDI declarada por GEPISA) Para el periodo enero - febrero se está considerando lo declarado por GEPISA de acuerdo al método de cálculo que ellos proponen.

Adjunto enviamos propuesta de GEPISA para el cálculo de la EDI, y posterior declaración de GEPISA que como apreciaras presenta resultados diferentes.

Consideramos que la información considerada es la mejor información disponible a la fecha, la cual podrá ser ajustada en el siguiente trimestre.

2. Sustento de la producción prevista.

Se ha considerado como sustento la declaración que realizaron via correo electrónico los representantes de cada empresa (adjunto envío lo indicado).

Consideramos que para fines de programación, la energía estimada por lo titulares de generación RER representa la mejor aproximación ya que son ellos los que mejor conocen las particularidades de su sistema.

Saludos
 Eduardo Enríquez.
 COES/STR

Wilfredo Santiago Sifuentes Rosales

De: Vicente Conza [vconza@coes.org.pe]
Enviado el: Miércoles, 06 de Abril de 2011 04:44 p.m.
Para: eenriquez@coes.org.pe
Asunto: Correos de información recibida de las empresa RER
Datos adjuntos: RE: Fwd: Producción prevista de la Generación RER; SINERSA Producción prevista de la Generación RER - CH Poechos 2; Re: Fwd: Fwd: Fwd: Producción prevista de la Generación RER; Producción prevista de la Generación RER AIPSA; Valores estimados de energía Santa Cruz; GEPISA cuadro de bloques y maxima demanda - CH La Joya - GEPISA - Marzo 2011.xls; Producción prevista de la Generación RER-Maja Energía S.A.C.; ENERGIAS RER - CARH IV y V

Estimado Eduardo

Te envío los correos de información de las empresas RER.

Saludos,

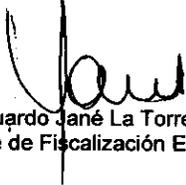
Vicente



Usuarios de Riego de Joya Nueva y Joya Antigua continúan impidiendo el reinicio de las operaciones de la Central Hidroeléctrica La Joya.

En tal sentido, persisten las condiciones que llevaron al OSINERGMIN a declarar fundada la solicitud de calificación de fuerza mayor tramitada por GEPSA, motivo por el cual la calificación de fuerza mayor positiva se mantiene vigente.

Atentamente,



Ing. Eduardo Jané La Torre
Gerente de Fiscalización Eléctrica

Adj. Lo indicado

LB/Ptr

7



Anexo S

Índices WPSSOP3500 y CUUR0000SA0



Series Id: WPSSOP3500
 Seasonally Adjusted
Group: Stage of processing
Item: Finished goods less food and energy
Base Date: 198200

Download:  [.xls](#)

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
2001	149.5	149.2	149.5	149.8	150.1	150.2	150.5	150.5	150.7	149.8	150.2	150.4	
2002	150.0	150.1	150.0	150.3	150.2	150.5	150.0	149.9	150.3	150.5	150.3	149.5	
2003	149.8	149.9	150.7	149.9	150.1	150.1	150.3	150.5	150.4	151.1	151.0	151.0	
2004	151.4	151.3	151.8	151.9	152.3	152.8	152.5	152.9	153.2	153.7	154.1	154.5	
2005	155.4	155.3	155.6	156.0	156.4	156.2	156.8	156.9	157.1	156.8	156.8	156.8	
2006	157.5	158.0	158.4	158.5	158.9	159.0	158.1	158.7	159.2	158.5	159.9	160.0	
2007	160.3	160.9	160.9	161.1	161.5	161.7	162.1	162.3	162.4	162.7	163.2	163.3	
2008	164.1	164.9	165.1	165.9	166.4	166.6	167.6	168.3	169.0	170.3	170.2	170.7	
2009	171.0	171.1	171.5	171.6	171.4	172.0	171.7	172.2	172.0	171.4	172.1	172.2	
2010	172.7	172.7	173.0	173.2	173.6	173.8	174.2	174.4	174.7	174.2	174.2(P)	174.6(P)	
2011	175.5(P)	175.9(P)											

P : Preliminary. All indexes are subject to revision four months after original publication.



Series Id: CUUR0000SA0
 Not Seasonally Adjusted
Area: U.S. city average
Item: All items
Base Period: 1982-84=100

Download:  [.xls](#)

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual	HALF1	HALF2
2001	175.1	175.8	176.2	176.9	177.7	178.0	177.5	177.5	178.3	177.7	177.4	176.7	177.1	176.6	177.5
2002	177.1	177.8	178.8	179.8	179.8	179.9	180.1	180.7	181.0	181.3	181.3	180.9	179.9	178.9	180.9
2003	181.7	183.1	184.2	183.8	183.5	183.7	183.9	184.6	185.2	185.0	184.5	184.3	184.0	183.3	184.6
2004	185.2	186.2	187.4	188.0	189.1	189.7	189.4	189.5	189.9	190.9	191.0	190.3	188.9	187.6	190.2
2005	190.7	191.8	193.3	194.6	194.4	194.5	195.4	196.4	198.8	199.2	197.6	196.8	195.3	193.2	197.4
2006	198.3	198.7	199.8	201.5	202.5	202.9	203.5	203.9	202.9	201.8	201.5	201.8	201.6	200.6	202.6
2007	202.416	203.499	205.352	206.686	207.949	208.352	208.299	207.917	208.490	208.936	210.177	210.036	207.342	205.709	208.976
2008	211.080	211.693	213.528	214.823	216.632	218.815	219.964	219.086	218.783	216.573	212.425	210.228	215.303	214.429	216.177
2009	211.143	212.193	212.709	213.240	213.856	215.693	215.351	215.834	215.969	216.177	216.330	215.949	214.537	213.139	215.935
2010	216.687	216.741	217.631	218.009	218.178	217.965	218.011	218.312	218.439	218.711	218.803	219.179	218.056	217.535	218.576
2011	220.223	221.309													

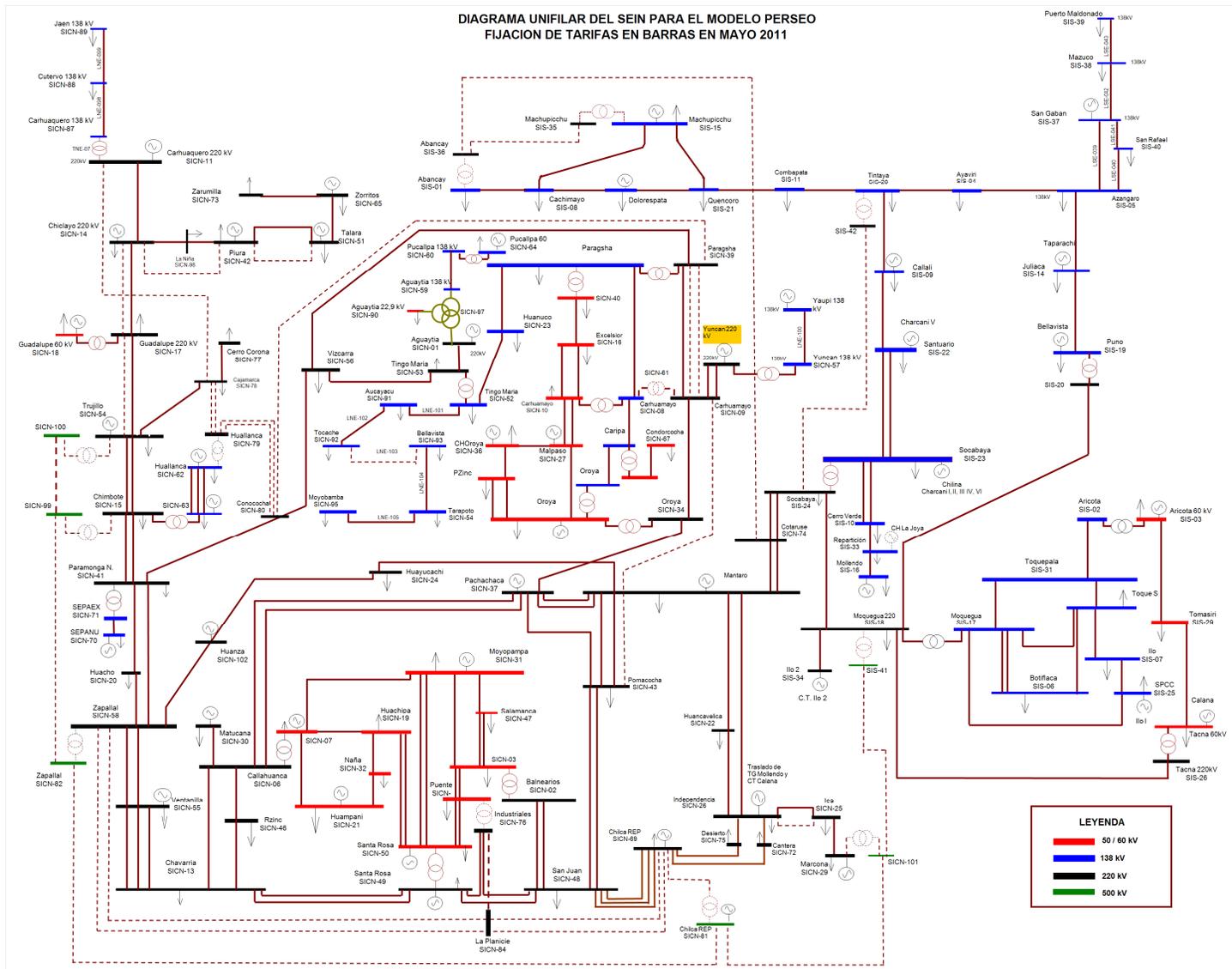


Anexo T

Información Complementaria

- Diagrama Unifilar del SEIN
- Precios de combustibles







Precios de Referencia de Energéticos usados en Generación Eléctrica

Decreto Supremo N°012-2005-EM y Resolución OSINERG N° 062-2005-OS/CD

Fecha : Información al 31-03-2011

Precios de Referencia (Soles/galón)

Plantas	Diesel B5 (1)	Residual 6	Residual 500
Talara	9.07	6.74	6.64
Piura	9.12		
Eten	9.14		6.64
Salaverry	9.18	6.81	
Chimbote	9.25		6.75
Supe	9.21	6.80	6.68
Callao	9.13	6.73	6.63
Conchán	9.13	6.71	6.60
Cerro de Pasco	9.53		
Pisco	9.26		6.79
Mollendo	9.26	6.82	6.72
Juliaca	9.66		
Cuzco	9.64		
Ilo	9.26	6.83	
El Milagro	9.20	7.20	
Tarapoto	9.48		
Yurimaguas	11.01	7.81	
Iquitos	9.79	8.07	
Pucallpa	10.68		
Pto. Maldonado	12.45		
PR1P (Promedio Marzo)	9.13	6.73	6.63

* No incluye Impuestos

** No incluye Margen Comercial

(1) A partir de Enero 2011 se considera el Precio de Referencia del Diesel B5 en sustitución del Precio de Referencia del Diesel B2.

(2) Se ha eliminado el Factor de Ubicación Geográfica, ya que Petroperú no publica Precio de Residual 6 en Tarapoto desde la Lista de Precios del 20.09.2008.

Desde el 19.07.2010, debido al Decreto de Urgencia N°045-2010, se usan los PR1 como precios referenciales de los petróleos industriales, en sustitución de los precios promedio de importación y exportación.

Precios de Referencia (Soles/galón)

Planta	Referencia	Descuento Promedio	Residual 6
PUCALLPA	Pta Yurimaguas	0.24	7.57

Nota: Petroperú no publica precio de lista de residual 6 en Pucallpa

Factores de Ubicación geográfica por Planta de Ventas

Plantas	Diesel B5 (1)	Residual 6	Residual 500
Talara	0.99	1.00	1.00
Piura	1.00		
Eten	1.00		1.00
Salaverry	1.01	1.01	
Chimbote	1.01		1.02
Supe	1.01	1.01	1.01
Callao	1.00	1.00	1.00
Conchán	1.00	1.00	1.00
Cerro de Pasco	1.04		
Pisco	1.01		1.02
Mollendo	1.01	1.01	1.01
Juliaca	1.05		
Cuzco	1.06		
Ilo	1.01	1.02	
El Milagro	1.01	1.07	
Tarapoto (2)	1.04		
Yurimaguas	1.21	1.16	
Iquitos	1.07	1.20	
Pucallpa	1.17		
Pto. Maldonado	1.36		



GERENCIA DE OPERACIONES COMERCIALES

ADDENDUM N° 4

LISTA COMB-13-2011

VIGENCIA A PARTIR DEL 29.03.2011

COMBUSTIBLES ELÉCTRICOS

SOLES/GLN

	PLANTAS	DIESEL B5 G. E.	PETROLEO INDUSTRIAL 6 G. E.	PETROLEO INDUSTRIAL 500 G. E.
12	TALARA	7.4000	5.6200	5.5150
13	PIURA	7.4400		
14	ETEN	7.4600	5.6750	5.5150
18	SALAVERRY	7.4900	5.6950	
19	CHIMBOTE	7.5500		5.6100
25	SUPE	7.5200	5.6650	5.5500
20	CALLAO	7.4500	5.6100	5.5050
28	CONCHAN	7.4500	5.5900	5.4850
35	C. DE PASCO	7.7800		
31	PISCO	7.5600		5.6400
41	MOLLENDO	7.5600	5.6850	5.5800
47	JULIACA	7.7980		
49	CUSCO	7.8700		
45	ILO	7.5600	5.6950	
77	EL MILAGRO	7.5100	6.0000	
67	TARAPOTO	7.7350		

IMPUESTOS APLICABLES A ESTAS PLANTAS

RODAJE %	0	0	0
I S C (Soles/Galón) *	1.40	0.52	0.50
I G V %	18	18	18

LEY DE PROMOCION DE LA INVERSION EN LA AMAZONIA - N° 27037

	PLANTAS	DIESEL B5 G. E.	PETRÓLEO INDUSTRIAL 6 G. E.
68	YURIMAGUAS	8.9750	6.5100
63	IQUITOS	7.9850	6.7300
6A	PUCALLPA	8.7129	
51	PTO. MALDONADO	10.1500	
52	MAZUCO	9.9100	

NO HAY IMPUESTOS APLICABLES A ESTAS PLANTAS





Precios de Referencia de Energéticos usados en Generación Eléctrica

Decreto Supremo N° 012-2005 y Resolución N° 062-2005-OS/C D

Promedio de los últimos 12 Meses Publicados : 01/04/2010 - 31/03/2011

RESULTADOS DE LOS TRES CARBONES MAS BARATOS

Componentes del Precio de Paridad de Importación	Origen Región Nombre Unidades	COLOMBIA Bolívar Carbón 24	COLOMBIA Bolívar Carbón 25	INDONESIA Kalimantan Carbón 38	PROMEDIO
		CB1	CB2	CB3	
FOB	US\$/ton	90.88	90.38	69.21	83.49
Flete (*)	US\$/ton	18.84	18.84	18.91	18.87
Seguro	US\$/ton	0.08	0.08	0.08	0.08
Costo cruce por canal de Panamá	US\$/ton	5.17	5.17	0.00	3.45
CIF	US\$/ton	109.80	109.31	88.21	102.44
Tasa Arancelaria	% CIF	0%	0%	0%	0%
Arancel	US\$/ton	0.00	0.00	0.00	0.00
Impuesto Selectivo	US\$/ton	0.00	0.00	0.00	0.00
Otros		2.16	2.16	2.10	2.14
PPI	US\$/ton	111.96	111.47	90.31	104.58
PCS	Kcal/Kg	6,450	6,300	5,000	5,907
PPI Eq. PCI Standard	US\$/ton	108.32	110.41	112.70	110.48

DATOS CONSIDERADOS: FOB - Coal International Report: 01/04/10 al 31/03/11
 Estadísticas Import. Perú 01/01/10 al 31/12/10
 Estadísticas Import. Chile 01/01/10 al 31/12/10

PPI = Precio de Paridad de Importación al Poder Calorífico Superior especificado.
 PPI Eq. PCS Standard = PPI en base a carbón equivalente a un Poder Calorífico Superior Standard
 PPI Eq. PCI Standard = PPI en base a carbón equivalente a un Poder Calorífico Inferior Standard

Poder Calorífico Standard	Superior (HHV)	6,240.00 Kcal/Kg	Tipo de Cambio	S/./US\$
	Inferior (LHV)	6,000.00 Kcal/Kg	30/03/2011	2.810

(*) Los Fletes de Importación de Carbón de Origen Venezolano y Colombiano incluyen el cargo por Cruce de Canal de Panamá



Anexo U

Análisis de las Opiniones y Sugerencias a la Prepublicación

En este Anexo se describe el análisis efectuado por OSINERGMIN a las opiniones y sugerencias de las empresas Abengoa Transmisión Norte S.A., Consorcio Transmantaro S.A., Eléctrica Santa Rosa S.A.C., Electronorte S.A., Edegel S.A.A., Electroperú S.A., Enersur S.A., Eteselva S.R.L., Luz del Sur S.A.A., Transportadora de Gas del Perú, Red de Electricidad del Sur S.A., Electro Oriente S.A. y del Sr. José Jaime Sánchez Fernández, a la prepublicación de los Precios en Barra, efectuada mediante la Resolución OSINERGMIN N° 039-2011-OS/CD, sustentada en los Informes N° 0078-2011-GART, N° 079-2011-GART y N° 081-2011-GART.

Cabe señalar que adicionalmente se han tomado en cuenta las conclusiones del Informe N° 154-2011-GART (en adelante “Informe Legal”), emitido por la asesoría legal de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERGMIN.

U.1 Análisis de Opiniones y Sugerencias de Abengoa Transmisión Norte S.A.

La presente sección contiene el análisis de los comentarios presentados por Abengoa Transmisión Norte S.A. (en adelante “Abengoa” ó “ATN”), mediante sus cartas ATN.GG.084-2011 del 11.03.2011 y ATN.GG.090-2011 del 18.03.2011.

U.1.1 Inclusión de la remuneración esperada por la prestación del servicio del tramo N° 2 LT 220 kV Paragsha-Conococha y SSEE Asociadas

U.1.1.1 Opiniones y Sugerencias

Abengoa señala que, de conformidad con el numeral 8.3 de su Contrato de Concesión, la Base tarifaria incluye los resultados de la liquidación anual que efectuará OSINERGMIN de acuerdo a los procedimientos que apruebe dicho ente conforme lo establece la Ley N° 28832 y el Decreto Supremo N° 027-2007-EM. Además, indica que en aplicación del literal c) del numeral 5.3 del Procedimiento de Liquidación, para el primer año la Base Tarifaria a la que ATN tiene derecho por la prestación del servicio de transmisión eléctrica, corresponde al periodo comprendido entre el momento de la puesta en operación comercial de sus instalaciones y la fecha de cierre de la primera liquidación que, para todos los efectos, se considera como las 24:00 horas del último día calendario del mes de febrero próximo.



Agrega que, de la revisión del informe y de los valores de la Preliquidación, pueden apreciar que no se ha incluido la remuneración esperada por la prestación del servicio a través del Tramo N° 2 de la Línea Eléctrica de ATN, cuya puesta en operación comercial conforme lo informaron mediante carta ATN.GG.81.2011, se ha producido el 24 de febrero del presente. Sin embargo, entienden que OSINERGMIN no incluyó la remuneración esperada del Tramo N° 2, en razón de que la fecha de aprobación del Informe Final de las pruebas de verificación recién fue comunicada con posterioridad a la publicación de la Preliquidación.

Finalmente, en atención a lo expuesto, solicita que se incluya dentro de la Preliquidación, la remuneración esperada por la prestación del servicio del Tramo N° 2 LT 220 kV Paragsha-Conococha y SS.EE. Asociadas, durante el periodo 24 de febrero de 2011 al 28 de febrero de 2011, ya que es una situación que se produjo con anterioridad a la emisión de la Preliquidación. Señala que su solicitud tiene como fundamento, el hecho de que todas las actuaciones de OSINERGMIN deben estar conformes al principio de verdad material el cual garantiza al administrado que la decisión que adopte OSINERGMIN se encuentra sustentada en el hecho de que ha revisado toda la información conocida o que debió conocer, de manera tal que el acto administrativo esté rodeado, en lo posible, de hechos veraces; y del artículo 25° 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 de servicios públicos", el cual estipula que OSINERGMIN debe velar porque se cumplan los términos y condiciones propuestos en la oferta de los adjudicatarios de los respectivos concursos o licitaciones.

U.1.1.2 Análisis de OSINERGMIN

En la etapa de prepublicación de la Liquidación Anual de Ingresos del SGT, OSINERGMIN ha seguido lo dispuesto en el Contrato de Concesión de Abengoa, la Norma "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos del Servicio de Transmisión Eléctrica del Sistema Garantizado de Transmisión" (en adelante "Procedimiento de Liquidación SGT"), aprobada mediante Resolución OSINERGMIN N° 200-2010-OS/CD, la Resolución OSINERGMIN N° 079-2010-OS/CD, que fijó los Precios en Barra aplicables al periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2010 y el 31 de abril de 2011, y demás normas aplicables. Asimismo, se ha considerado toda la información disponible a la fecha de aprobación del informe correspondiente a la etapa de Prepublicación.

Al respecto, es del caso precisar que la Resolución OSINERGMIN N° 039-2011-OS/CD que prepublicó la Resolución que fija los Precios en Barra para el período mayo 2011 - abril 2012 y que incluía la prepublicación de liquidación anual de ingresos del SGT de Abengoa fue publicada el 04 de marzo de 2011 en el diario oficial El Peruano. Posteriormente, Abengoa mediante comunicación N° ATN.GG.81.2011, recibida el 09 de marzo de 2011, comunicó a OSINERGMIN la información correspondiente a la fecha de puesta en operación comercial de las instalaciones del Tramo N° 2. Por lo señalado, no fue posible incluir esta información para efectos de la prepublicación de la liquidación anual de ingresos.

Por lo tanto, en cumplimiento de lo dispuesto en el Procedimiento de Liquidación SGT, se considerará para efectos de cálculo, la fecha de puesta en operación comercial del Tramo N° 2 comunicada por Abengoa, así como



la información adicional remitida para efectos de la liquidación anual de ingresos.

En ese sentido, se acoge esta opinión.

U.1.2 Ingresos Mensuales Facturados correspondientes al Tramo N° 1: LT 220 kV Carhuamayo-Paragsha y SS.EE. Asociadas, Tramo N° 2: LT 220 kV Paragsha-Conococha y SS.EE. Asociadas y Ampliación de la Subestación Cajamarca - SVC

U.1.2.1 Opiniones y Sugerencias

Abengoa opina que, conforme se desprende de las cartas ATN.GG.78.2011 y ATN.GG.81.2011, la fecha de puesta en operación comercial del Tramo N° 1: LT 220 kV Carhuamayo-Paragsha y SS.EE. Asociadas, Tramo N° 2: LT 220 kV Paragsha-Conococha y SS.EE. Asociadas y Ampliación de la Subestación Cajamarca – SVC, ha sido determinada muchos días posteriores a su inicio, ya que en la aplicación del numeral 4.4 del Contrato SGT, se requiere conocer la fecha exacta de la aprobación del Informe Final de las pruebas de verificación a la que hace referencia el Anexo 2 del Contrato de SGT.

Agrega, en atención a lo expuesto, que el COES no ha procedido con determinar el cálculo de las compensaciones mensuales que los generadores integrantes del COES deben efectuar a ATN por la prestación del servicio durante los siguientes periodos:

- Tramo N° 1: Del 11 de enero al 31 de enero de 2011.
- Tramo N° 2: Del 24 de febrero al 28 de febrero de 2011.
- Ampliación de la Subestación Cajamarca – SVC; Del 01 de febrero al 28 de febrero de 2011.

Considera que, la falta de determinación de las compensaciones que los generadores integrantes del COES deben efectuar a favor de Abengoa durante los referidos periodos, trae como consecuencia que no pueda emitir las facturas correspondientes.

Asimismo, considera que dichos conceptos deben ser recuperados por Abengoa durante el presente periodo tarifario, debido a que son ingresos que forman parte de su primera Base tarifaria, por ello solicita a OSINERGMIN que establezca los criterios que debe seguir el COES a efectos de que recaude las compensaciones que los generadores deben efectuar a su favor por el servicio prestado durante los periodos señalados en el párrafo anterior.

Además, señala que la situación ocurrida no está prevista en el Procedimiento Técnico COES N° 23, Compensaciones al Sistema Principal de Transmisión, con lo cual se hace necesaria la intervención de OSINERGMIN como encargado de velar que se cumplan los términos y condiciones propuestos en la oferta de los adjudicatarios de los respectivos concursos y licitaciones.

En relación al presente comentario, mediante carta N° ATN.GG.90.2011, recibida el 21 de marzo de 2011, Abengoa señala que en fecha posterior a la emisión de su comunicación N° ATN.GG.84.2011 tuvo conocimiento de la



metodología empleada por el COES para la determinación del Peaje de Transmisión Mensual e Ingreso Tarifario Mensual correspondiente al Tramo N° 1 LT Carhuamayo-Paragsha y SS.EE. Asociadas, por lo que afirma no tener objeción alguna respecto a los valores determinados por el citado ente, pues entienden que se ajustan a la metodología establecida en el Artículo 13° de la Resolución OSINERGMIN N° 079-2010-OS/CD y sus modificatorias; el Artículo 137° del Decreto Supremo N° 009-93 y los numerales 8.1 y 8.3 del Procedimiento Técnico del COES N° 23, Compensación al Sistema Principal de Transmisión.

Además, adjunta, como Anexo A de su carta, documentación mediante la cual el COES comunica la forma como Abengoa recuperará durante los meses que restan del presente periodo tarifario, el Peaje de Transmisión y el Ingreso Tarifario correspondientes al Tramo N° 1: LT 220 kV Carhuamayo-Paragsha y SS.EE. Asociadas, Tramo N° 2: LT 220 kV Paragsha-Conococha y SS.EE. Asociadas y Ampliación de la Subestación Cajamarca-SVC.

Finalmente, agrega que en la liquidación de Abengoa para el presente periodo tarifario se debe incluir toda aquella remuneración que corresponda al Tramo N° 2 y SVC que no haya podido ser facturada en razón de no haber sido incluida en el informe de Valorización. Sustenta que dicha conclusión tiene como fundamento legal, el literal a) del numeral 5.5 y literal c) del numeral 5.6 del Procedimiento de Liquidación SGT, los cuales establecen que para efectos de determinar la respectiva liquidación, la Remuneración Esperada debe compararse con las mensualidades facturadas por las respectivas empresas.

U.1.2.2 Análisis de OSINERGMIN

En relación a este comentario, se precisa que mediante carta N° ATN.GG.90.2011, recibida el 21 de marzo de 2011, Abengoa señala que en fecha posterior a la emisión de su comunicación N° ATN.GG.84.2011 tuvo recién conocimiento de la metodología empleada por el COES para la determinación del Peaje de Transmisión Mensual e Ingreso Tarifario Mensual correspondiente al Tramo N° 1 LT Carhuamayo-Paragsha y SS.EE. Asociadas, por lo que afirma que no tiene objeción alguna respecto a los valores determinados por el citado ente, pues entiende que se ajustan a la metodología establecida en el Artículo 13° de la Resolución OSINERGMIN N° 079-2010-OS/CD y sus modificatorias; el Artículo 137° del D.S. 009-93 y los numerales 8.1 y 8.3 del Procedimiento Técnico del COES N° 23, Compensación al Sistema Principal de Transmisión.

En ese sentido, se acoge parcialmente esta opinión dado que, tal como lo señala Abengoa, en aplicación del Procedimiento de Liquidación del SGT, OSINERGMIN determinará las diferencias entre la Remuneración Esperada y los Ingresos Facturados.

U.2 Análisis de Opiniones y Sugerencias de Consorcio Transmantaro S.A.

La presente sección contiene el análisis de los comentarios presentados por el Consorcio Transmantaro S.A., mediante la Carta CS-014-11011142 del 16.03.2011.



U.2.1 Peaje por conexión en el SPT del Sistema Mantaro - Socabaya

U.2.1.1 Opiniones y Sugerencias

La empresa Consorcio Transmantaro S.A. observa que el costo anual para el cálculo del peaje por conexión de su línea Mantaro – Socabaya debe ser US\$ 33 283 075 y no el monto de US\$ 33 262 847 consignado en la prepublicación.

U.2.1.2 Análisis de OSINERGMIN

Al respecto, se ha verificado que por error se ha estado considerando una vida útil de 30 años para las instalaciones de la Adenda N° 5 del Contrato de Concesión de Transmantaro, cuando lo correcto es que se considere una vida útil de 26 años.

En ese sentido, se acoge esta opinión y sugerencia, procediéndose a la corrección señalada

U.3 Análisis de Opiniones y Sugerencias de Eléctrica Santa Rosa S.A.C.

La presente sección contiene el análisis de los comentarios presentados por Eléctrica Santa Rosa S.A.C., mediante Carta ESR 053-2010 y mediante correos electrónicos del 04.03.2011, 08.03.2011 y 14.03.2011.

U.3.1 Inclusión de C.H. Purmacana en la prima RER

U.3.1.1 Opiniones y Sugerencias

La empresa Eléctrica Santa Rosa S.A.C., mediante la Carta ESR 053-2010, indica que, conforme al Cronograma de Obras inicialmente considerado en la Primera Subasta con Recursos Energéticos Renovables, realizada bajo el marco del Decreto Legislativo N° 1002 y su respectivo reglamento, se comprometió a poner en operación comercial dicha central para el mes de julio de 2011; no obstante, en razón a las aceleradas labores técnicas que ha venido desarrollando, está en condiciones de adelantar la puesta en operación comercial de dicha central.

Adicionalmente, indica que, con fecha 28 de febrero de 2011 firmaron una adenda modificatoria al contrato RER con el Ministerio de Energía y Minas donde se establece como fecha de inicio de operación comercial el 31 de marzo de 2011.

Agrega la empresa que, en el punto 3.3 de la cláusula Tercera de dicha adenda modificatoria, se expresa con claridad que el Plazo de Vigencia de la Tarifa de Adjudicación se iniciará en la Puesta en Operación Comercial, por lo cual el cálculo de la Prima necesaria, para que alcance su tarifa de adjudicación se debe iniciar desde el 31 de marzo de 2011.



Finalmente, indica que en la cláusula 1.4.29 del Contrato se señala que la primera determinación de la Prima se efectuará tomando en cuenta el periodo desde el inicio del Plazo de Vigencia, el mismo que coincide con la fecha de puesta en operación de la central, hasta el fin del respectivo Periodo Tarifario, por lo que dicho periodo debe comprender desde el 31 de marzo de 2011 hasta el 30 de abril de 2011.

U.3.1.2 Análisis de OSINERGMIN

De acuerdo al análisis desarrollado en el Informe N° 154-2011-GART que analiza los aspectos legales de esta adenda al Contrato, corresponde incorporar el cálculo de la Prima para la C.H. Purmacana en la presente regulación, considerando el periodo que comprende desde el 31 de marzo de 2011 hasta el 30 de abril de 2011.

En ese sentido, se acoge esta opinión y sugerencia.

U.4 Análisis de Opiniones y Sugerencias de Electronorte S.A.

La presente sección contiene el análisis de los comentarios presentados por la empresa Electronorte S.A. (en adelante "Electronorte"), mediante Carta N° GR-0670-2011 de fecha 18 de marzo de 2011 y complementada con Carta N° GR-694-2011 de fecha 21 de marzo de 2011.

U.4.1 Inclusión del PSE Sallique II Etapa como Sistema Aislado de Electronorte

U.4.1.1 Opiniones y Sugerencias

Electronorte manifiesta que la electrificación rural del pequeño Sistema Eléctrico (PSE) Sallique II Etapa fue ejecutada por la Dirección General de Electrificación Rural (DGER) del Ministerio de Energía y Minas (MEM). Dicho proyecto beneficia a 31 pueblos del Distrito de Jaén, Departamento de Cajamarca y alcanza a 892 usuarios con una demanda anual de 83 kW con un factor de carga equivalente a 19,61%.

Al respecto, Electronorte menciona que dichas obras están en proceso de transferencia a Electronorte por parte de la DGER/MEM y se alimenta a través de una central térmica con tipo de combustible diesel.

Máxima Demanda PSE Sallique II Etapa

Mes	Potencia (kW)	Energía (kWh)
May-11	78,9	10 436
Jun-11	80,3	10 697
Jul-11	78,4	10 911
Ago-11	79,2	11 184
Sep-11	82,7	11 408



Oct-11	80,8	11 693
Nov-11	84,4	11 927
Dic-11	82,5	12 285
Ene-12	83,3	12 592
Feb-12	83,1	12 844
Mar-12	84,9	13 165
Abr-12	88,7	13 428

Adicionalmente, Electronorte ha alcanzado como información complementaria copia del Oficio N° 0359-11/MEM/DGER/DPR-JPN de fecha 29 de marzo, en el cual la Dirección General de Electrificación Rural menciona, entre otros puntos, que el SER Sallique II Etapa será alimentado a través de una central térmica de propiedad de PETROPERÚ, ubicada en la Estación N°09 por el lapso de un año, al cabo del cual será conectada a la red del Proyecto SER Sallique III.

Asimismo, afirma que se han realizado las pruebas de operación experimental de dicho SER con la participación de OSINERGMIN.

En este caso, Electronorte solicita que se incluya al PSE Sallique II Etapa en los Precios en Barra de los Sistemas Aislados así como en el Mecanismo de Compensación de los Sistemas Aislados.

U.4.1.2 Análisis de OSINERGMIN

Se ha verificado que OSINERGMIN, a través de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica ha venido participando de las actividades relacionadas a la puesta en operación del PSE Sallique II Etapa y su alimentación con la Central Térmica de la Estación N° 09 de PETROPERÚ con tipo de combustible diesel, constituyéndose en un sistema eléctrico aislado.

Asimismo, Electronorte ha demostrado fehacientemente la transferencia a dicha empresa por parte de la DGER/MEM del PSE Sallique II Etapa, motivo por el cual corresponde incorporar dicho Sistema Aislado en la presente regulación de los Precios en Barra, a fin de permitirle el beneficio establecido en el Artículo 30° de la Ley N° 28832, el mismo que crea 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.

U.5 Análisis de Opiniones y Sugerencias de Edegel S.A.A.

La presente sección contiene el análisis de los comentarios presentados por Edegel S.A.A. (en adelante "EDEGEL"), mediante Carta GC-069-2011.



U.5.1 Costos Asociados a ensayos de potencia efectiva con Diesel 2

U.5.1.1 Opiniones y Sugerencias

EDEGEL señala que el Procedimiento "Compensación Adicional por Seguridad de Suministro" exige que las unidades duales deban mantener un stock de combustible que garantice la operación a plena carga para 15 días durante las horas de punta. Para cumplir con esta exigencia, cada vez que se realizan pruebas de potencia efectiva con Diesel 2 en las unidades térmicas duales en cumplimiento a lo señalado en el Procedimiento COES N° 17 "Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de las Centrales Termoeléctricas", se debe reponer el combustible utilizado, asumiendo dichos costos.

Al respecto, expresa que los costos asociados a los ensayos de potencia efectiva, que se deben realizar cada dos años según el procedimiento COES N° 17, no han sido incluidos en los cálculos presentados por OSINERGMIN. Indica que en el caso particular de EDEGEL el costo de dichas pruebas equivale a aproximadamente el 19% de los ingresos que percibe por el CUCSS y que, de acuerdo con lo comunicado por la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERGMIN, deben realizarse pues la remuneración por concepto de seguridad de suministro se efectúa sobre la base de la potencia efectiva de las unidades duales.

En ese sentido, expresa que como la reposición de combustible luego de las pruebas de potencia efectiva con Diesel 2 es necesario realizarla para cumplir con el stock mínimo exigido, los costos de combustible incurridos en las pruebas de potencia efectiva con Diesel 2 en las unidades duales calificadas por OSINERGMIN deben ser incluidos para la determinación del Costo Unitario Eficiente por Dualidad, considerándolos como parte del costo de mantener este stock a que se refiere el Artículo 5° del Procedimiento "Compensación Adicional por Seguridad de Suministro".

U.5.1.2 Análisis de OSINERGMIN

Respecto de este punto, se debe tener presente que como bien dispone el Procedimiento N° 17 del COES, el costo de las pruebas de potencia efectiva debe ser asumido por el propietario de la central, por lo que no podría ser trasladado al usuario mediante la tarifa.

En ese sentido, no se acoge esta opinión y sugerencia.

U.5.2 Costos asociados a la inversión en los tanques de almacenamiento de combustible

U.5.2.1 Opiniones y Sugerencias

EDEGEL señala que los costos de la inversión en los tanques de almacenamiento de combustible y tanque diario, son menores a los que se hubieran obtenido si se determinase el peso utilizando la literatura



especializada (Estimación Rápida del Precio de un Tanque de Almacenamiento - F. Fernández Cañas, Intecsa-UHDE Industrial, S.A. - Revista Ingeniería Química 1998).

En ese sentido, sugiere se revisen los cálculos realizados para determinar las características físicas y costos de los tanques de almacenamiento de combustible.

U.5.2.2 Análisis de OSINERGMIN

Al respecto, la publicación a que hace referencia EDEGEL propone unas fórmulas para estimar el peso del tanque de almacenamiento conociendo su volumen, no obstante no precisa las bases de cálculo consideradas para establecer las curvas propuestas como, por ejemplo, volumen, temperatura, peso específico del líquido, corrosión permisible, velocidad del viento y coeficientes sísmicos de la zona. Por lo cual, no necesariamente resulta comparable con los valores considerados en el cálculo de costos de la unidad dual, por lo que se mantendrán los valores ya calculados.

En ese sentido, no se acoge esta opinión y sugerencia.

U.5.3 Costos asociados a la inversión en el sistema contra incendios

U.5.3.1 Opiniones y Sugerencias

EDEGEL señala que en el cálculo que presenta OSINERGMIN se aprecia que los costos asociados al sistema contra incendios son iguales para la operación con gas natural y para la operación bajo dualidad. Al respecto, indica que el paso de un sistema de operación con gas natural hacia una operación bajo dualidad requiere de una ampliación de los sistemas contra incendios con el objetivo de proteger al sistema de recepción y almacenamiento de combustible Diesel, que en estos casos requiere de una nueva red de tuberías para la instalación de monitores, hidrantes y dispositivos para la aplicación superficial de espuma al interior de los tanques, así como la instrumentación necesaria para la activación y control del sistema.

Por lo tanto, solicita se revisen estos cálculos, dado que el sistema contra incendios para la operación con Diesel es mucho mayor en instalaciones e inversiones que aquél necesario sólo para operación a gas natural.

U.5.3.2 Análisis de OSINERGMIN

Se debe indicar que EDEGEL incurre en un error de apreciación, puesto que no es correcto que se reconozca el mismo costo para el sistema contra incendios bajo operación con gas natural y bajo operación dual. En este sentido, conforme se explicó en los Informes N° 0127-2010-GART y N° 0180-2010-GART, que sustentaron la fijación de Tarifas en Barra del año 2010, se reconoce el costo adicional del sistema contra incendios requerido en el caso de la unidad dual, toda vez que en el caso de la central térmica a gas natural los equipos del sistema contra incendio se encuentran ya incluidos en la isla de potencia y los equipos estándar del balance de planta que forman parte del paquete básico que figura en la publicación Gas Turbine World Handbook.



De allí que para la central térmica dual se reconoce un costo adicional de US\$ 190 000.

En ese sentido, no se acoge esta opinión y sugerencia.

U.6 Análisis de Opiniones y Sugerencias de Electroperú S.A.

La presente sección contiene el análisis de los comentarios presentados por Electroperú S.A. (en adelante "ELECTROPERU"), mediante Carta G-245-2011.

U.6.1 Cargo Unitario por Generación Adicional

U.6.1.1 Opiniones y Sugerencias

ELECTROPERU señala que el Cargo Unitario por Generación Adicional debe permitir a la empresa recuperar los costos totales, incluyendo los costos financieros, en aplicación de lo dispuesto en el Artículo 5° del Decreto de Urgencia N° 037-2008. En tal sentido, considera insuficiente el monto estimado por OSINERGMIN, si se tiene en cuenta que el monto total de los saldos por recuperar al 31 de enero de 2011 por concepto de gastos incurridos por generación adicional asciende a S/. 62 810 778,71, conforme a lo informado por ELECTROPERU con carta N° G-165-2011 del 18 de febrero de 2011.

Al respecto, adjunta los Informes N° AC-005-2011 y N° 172-2011-AT, en los cuales señala sustentar que con la finalidad de no perjudicar ni a ELECTROPERU, ni al fisco, se debe considerar como costo el IGV que la empresa ha pagado como consecuencia de las facturas que ha emitido por los ingresos producidos por venta de energía a Ecuador en el marco del Decreto de Urgencia N° 109-2009. Asimismo, sustenta las razones por las cuales considera debe reconocérsele como costo financiero la mayor tasa de interés que puede percibir de los bancos en los cuales tiene depósitos y no el rendimiento histórico que determina OSINERGMIN a partir de los estados financieros de la empresa; así como que debe incluirse el Impuesto a las Transacciones Financieras aplicable a los ingresos e intereses percibidos.

U.6.1.2 Análisis de OSINERGMIN

Respecto de la inclusión del IGV como costo que solicita ELECTROPERU, no corresponde que este sea incluido en el cálculo por las razones expresadas en el Informe N° 154-2011-GART que analiza los aspectos tributarios planteados por la empresa. No obstante, cabe señalar que, mediante Oficios N° 0016-2011-GART y N° 285-2011-GART se ha consultado a la autoridad tributaria (SUNAT) para que aclare si efectivamente corresponde emitir factura y tributar al fisco como lo propone ELECTROPERU; al respecto, lo que determine dicha entidad será considerado en los reajustes trimestrales del Cargo Unitario por Generación Adicional.

En cuanto a la tasa aplicable para efectos de determinar los costos financieros incurridos por ELECTROPERU, de acuerdo con el análisis



efectuado por la Oficina de Estudios Económicos de OSINERGMIN en el Informe Técnico N° 010-2011-OS/OEE, no corresponde reconocer un costo financiero como el propuesto sino que se debe mantener como referencia la tasa promedio ponderada que obtiene por sus diferentes depósitos y que es verificable a partir de sus estados financieros, de este modo además se refleja adecuadamente el balance riesgo-rentabilidad.

Finalmente, sobre el Impuesto a las Transacciones Financieras (ITF) sólo corresponde su aplicación para efectos de la determinación del Cargo Unitario por Generación Adicional (CUGA) cuando implique un retiro de las cuentas de la empresa, toda vez que el ITF correspondiente a los depósitos se asume es de cargo de los otros agentes recaudadores del CUGA. En este sentido, se mantendrá la aplicación del ITF únicamente cuando se trate de pagos efectuados por ELECTROPERU.

En este sentido, no se acoge esta opinión conforme a lo señalado en los párrafos anteriores.

U.7 Análisis de Opiniones y Sugerencias de Enersur S.A.

La presente sección contiene el análisis de los comentarios presentados por Enersur S.A., mediante Carta ENR/185-2011.

U.7.1 Potencia efectiva del ciclo combinado Chilca I

U.7.1.1 Opiniones y Sugerencias

La empresa Enersur S.A. aclara que la potencia efectiva del proyecto ciclo combinado de Chilca I es de 804,62 MW, considerando que la potencia efectiva del turbo vapor a instalar será de 268,7 MW.

U.7.1.2 Análisis de OSINERGMIN

Al respecto, cabe señalar que la potencia considerada para este proyecto fue de 847 MW, la misma que corresponde a la potencia asignada en la última modificación de la Autorización de Generación de la central térmica Chilca I, Resolución Ministerial N° 179-2010-MEM/DM, la cual constituía el único dato disponible al momento de la prepublicación; sin embargo, ésta será modificada tomando como base el valor de la potencia efectiva informado por la empresa Enersur S.A. en el presente comentario.

En ese sentido, se acoge esta opinión y sugerencia.



U.7.2 Potencia efectiva de las unidades TV4 y TV2 de la CT ILO 1

U.7.2.1 Opiniones y Sugerencias

La empresa Enersur S.A. manifiesta que se debe corregir las potencias efectivas de las unidades TV4 y TV2 de la CT ILO 1, de acuerdo con la carta COES/D-076-2011 que rectifica los valores anteriormente aprobados con la carta COES/D/DO-1044-2010.

U.7.2.2 Análisis de OSINERGMIN

Al respecto, dada la rectificación realizada por el COES a las potencias efectivas de estas unidades, éstas serán incluidas en la presente regulación.

En ese sentido, se acoge esta opinión y sugerencia.

U.8 Análisis de Opiniones y Sugerencias de Eteselva S.R.L.

La presente sección contiene el análisis de los comentarios presentados por Eteselva S.R.L. (en adelante "ETESSELVA"), mediante Carta OE-015-2011.

U.8.1 Error en la utilización del índice de Asignación al SPT

U.8.1.1 Opiniones y Sugerencias

Señala ETESSELVA que en la hoja M-505, el índice de Asignación al SPT utilizado por OSINERGMIN no corresponde al indicado según las notas del formato que textualmente indica:

*"(**) Consignar el índice de Asignación obtenido en el M-503"*

Señala también que en la hoja M-503, el índice de Asignación al SPT resultante es 9,645% y no 1,566% porcentaje utilizado por OSINERGMIN.

En ese sentido, solicita corregir este error, señalando que los Costos de Gestión No Personales corresponden a todas las Áreas de las empresas y no son exclusivamente de las Áreas Comunes a las 3 empresas.

U.8.1.2 Análisis de OSINERGMIN

Al respecto, se ha efectuado la verificación respectiva, motivo por el cual se está considerando la información propuesta por la empresa en su formato M-505 referente a "Costos de Gestión no Personales" a excepción del ítem tributos en cuyo caso se consideran los criterios y valores establecidos por OSINERGMIN.

En ese sentido, se acoge parcialmente esta opinión y sugerencia.



U.8.2 Error en asignación de índice

U.8.2.1 Opiniones y Sugerencias

ETESELVA señala que al analizar la hoja M-510 “Costos Indirectos de Transmisión”, OSINERGMIN se equivoca al afectarlo por el índice de 30,60% el cual ha sido calculado en función al valor de los activos de ETESELVA respecto al valor total de los activos de todas las empresas del Grupo Aguaytía, ya que estos costos son exclusivamente de Transmisión, tal como lo indica dicho formato. En ese sentido, ETESELVA solicita corregir este error.

U.8.2.2 Análisis de OSINERGMIN

Al respecto, se ha efectuado la verificación respectiva, motivo por el cual se está considerando la información propuesta por la empresa en su formato M-510 referente a “Costos Indirectos de Transmisión”.

En ese sentido, se acoge esta opinión y sugerencia.

U.8.3 Inclusión de póliza presentada para determinar el costo de seguros

U.8.3.1 Opiniones y Sugerencias

ETESELVA señala que en el Estudio Técnico Económico, presentado por el Subcomité de Transmisores del COES, se presentó copia de la Póliza Multiriesgo N° 13301-515503 que el Grupo Aguaytía mantiene suscrita con la empresa Rímac Internacional Compañía de Seguros y Reaseguros.

En este caso, solicita que se considere esta póliza para el cálculo promedio del inductor de seguros, tal como emplea las pólizas presentadas por las empresas REDESUR y del Grupo ISA.

U.8.3.2 Análisis de OSINERGMIN

Al respecto, se ha tenido presente que la Póliza Multiriesgo presentada por ETESELVA, además de sus instalaciones de transmisión involucra el seguro de las instalaciones de extracción de hidrocarburos y de la planta de generación de electricidad del Grupo Aguaytía, cuyas primas de seguro normalmente son mayores a las primas de seguros de instalaciones de transmisión.

En ese sentido, no se puede considerar esta póliza, debido a que no se puede deducir la prima de seguro atribuible a las instalaciones de transmisión de ETESELVA. Por otro lado, la prima de seguro de todo el Grupo Aguaytía no se ha incluido para determinar el promedio de mercado, el cual ha sido calculado sobre la base de las primas de seguros presentadas por las empresas REDESUR y del Grupo ISA y que corresponden exclusivamente a sus instalaciones de transmisión.



U.8.4 Error en asignación de costos de gestión

U.8.4.1 Opiniones y Sugerencias

ETESELVA manifiesta que OSINERGMIN, para determinar los costos de gestión correspondientes a las áreas comunes, ha asignado dichos costos en función a las ventas de las empresas que conforman el Grupo Aguaytía.

En este caso, agrega que para realizar esta asignación OSINERGMIN debe considerar la totalidad de las Áreas del Grupo Aguaytía y no sólo las correspondientes a una empresa de transmisión modelo.

U.8.4.2 Análisis de OSINERGMIN

Al respecto, debe mencionarse que desde el año 2006, ETESELVA viene objetando los criterios y la metodología utilizada por OSINERGMIN para la determinación de los costos de gestión.

En efecto, con Resolución OSINERG N° 244-2006-OS/CD, que resuelve el recurso de reconsideración presentado por ETESELVA impugnando la Resolución OSINERG N° 155-2006-OS/CD, se declaró infundado este argumento sobre la base del análisis que se desarrolla en el numeral 5.2.4 de la misma, el cual para una mayor referencia se transcribe a continuación:

“5.2.4 Asignación de los costos de gestión

Que, considerando que ETESELVA pertenece al Grupo Empresarial Aguaytía, los costos del personal correspondiente a las áreas de dirección y gerenciales se han asignado en función a los ingresos que cada negocio genere a dicho grupo empresarial, es decir entre las tres empresas que lo conforman: Eteselva S.R.L., Termoselva S.R.L. y Aguaytía Energy, correspondiendo 6,9% para ETESELVA de acuerdo a los Estados Financieros publicados por el grupo Aguaytía en su página Web <http://www.aguaytia.com>;

Que, se ha asumido lo indicado en el párrafo anterior, tomando en cuenta que en un grupo empresarial la remuneración de su personal directivo y gerencial es invariable, pero debe ser prorrateado de acuerdo a su efectividad de gestión en cada uno de los negocios, lo cual precisamente se refleja en el ingreso obtenido de cada negocio, pues de lo contrario se estarían cargando mayores costos de gestión al negocio menos eficiente;

Que, sin embargo, los costos del personal de las áreas operativas, no relacionados íntegramente con las actividades de transmisión, se asignaron en función al valor de la infraestructura de cada negocio, resultando 32,3% para ETESELVA de acuerdo a los mismos Estados Financieros publicados por el grupo Aguaytía en su página Web;

Que, por las razones expuestas, el pedido de ETESELVA en este aspecto resulta infundado.”

Sin perjuicio de lo anterior, es necesario reiterar que para determinar los costos del personal del Grupo Aguaytía se toma como base los puestos publicados por la firma PriceWaterHouseCooper correspondientes al Staff Corporativo y los genéricos de una empresa grande con salarios de percentil 90 y no el de una empresa modelo de transmisión como lo menciona ETESELVA.



Por lo señalado, no se acoge esta opinión.

U.8.5 Inaplicabilidad de Resolución Ministerial

U.8.5.1 Opiniones y Sugerencias

Señala ETESELVA que OSINERGMIN emplea equivocadamente la R.M. N° 197-94-EM/VME, denominada “Aprueban el Manual de Costos para Empresas de Concesionarias y/o Autorizadas”, que en el ítem 5.1 – c) textualmente indica:

“c) Los gastos de los órganos de Gobierno de cada empresa (Directorio, Auditoría Interna, Asesorías, Secretaría del Directorio, Gerencia General, Área de Operaciones, Comercialización, Finanzas, Administración y otras áreas equivalentes), serán aplicadas en un 75 % al costos del servicio y el 25 % restante al costos de las inversiones en estudios y obras, siempre que este monto resultante no exceda del 7.5 % del monto de las inversiones analizadas.”

ETESELVA opina que esta aplicación no corresponde a empresas que no presentan ampliaciones y/o modificaciones en su sistema de transmisión, pudiendo corresponder esta aplicación a empresas de distribución que se encuentran en continua modificación y/o ampliación de sus instalaciones.

U.8.5.2 Análisis de OSINERGMIN

Al respecto, debe mencionarse que desde el año 2006, ETESELVA viene planteando que se le exonere de la aplicación de la R.M. N° 197-94-EM/VME.

En efecto, con Resolución OSINERG N° 244-2006-OS/CD, que resuelve el recurso de reconsideración presentado por ETESELVA impugnando la Resolución OSINERG N° 155-2006-OS/CD, se declaró infundado este argumento sobre la base del análisis que se desarrolla en el numeral 5.2.6 de la misma, el cual para una mayor referencia se transcribe a continuación:

“5.2.6 Aplicación de la Resolución Ministerial N° 197-94-EM/VME

Que, la Resolución Ministerial N° 197-94-EM/VME mediante la cual se aprueba el Manual de Costos para Empresas de Electricidad Concesionarias y/o Autorizadas, referente a los Gastos de Administración, en su punto 5.1 (C) señala expresamente lo siguiente:

“Los gastos de los órganos de Gobierno de cada empresa (Directorio, Auditoría Interna, Asesorías, Secretaría del Directorio, Gerencia General, Area de Operaciones, Comercialización, Finanzas, Administración y otras áreas equivalentes), serán aplicados en un 75% al costo del servicio y el 25% restante al costo de las inversiones en estudios y obras, siempre que este monto resultante no exceda del 7,5% del monto de la inversión analizada.”;

Que, para el caso de ETESELVA se ha considerado que dicho 25% está orientado a inversiones en estudios necesarios para mantener sus instalaciones en condiciones óptimas de operación, tales como: estudio de contaminación ambiental para el adecuado mantenimiento de sus estructuras metálicas y de aisladores, estudio de resistividad del terreno



para el mejoramiento de las puestas a tierra, estudio de niveles cerámicos para el ajuste de la protección, estudios de análisis de fallas para el establecimiento de acciones correctivas y de contingencia, estudio de seguimiento del mantenimiento para su eficiente reprogramación, etc.;

Que, por otro lado, las inversiones que se reconocen en cada regulación corresponden a instalaciones consideradas como nuevas, en donde se incluyen como gastos administrativos alrededor del 15% de los costos de inversión, en el cual está incluido el 7,5% que se señala como límite en la Resolución Ministerial N° 197-94-EM/VME por concepto de deducción de los gastos de los órganos de gobierno de la empresa;

Que, por las razones expuestas, el pedido de ETESELVA en este aspecto resulta infundado.”

Por lo señalado, no se acoge esta opinión.

U.8.6 Sustento del cálculo del ITF

U.8.6.1 Opiniones y Sugerencias

Para el cálculo del ITF, manifiesta ETESELVA que OSINERGMIN en la hoja “ITF”, reconoce únicamente el 70% del Factor Final encontrado, basándose en el informe de un tributarista.

Al respecto, solicita a OSINERGMIN, indique la Ley o Norma publicada por la SUNAT en la que se establece lo propuesto y presente el análisis realizado por el tributarista en mención.

U.8.6.2 Análisis de OSINERGMIN

Con relación al cálculo del ITF, se debe mencionar que en el Informe N° 0127-2010-GART que sustentó los Precios en Barra para el período mayo 2010 – abril 2011, se indicó la base legal y las razones por las que se considera sólo el 70% del ITF pagado, como parte de los costos de gestión y que forman parte del informe del tributarista que data del año 2005. Cabe señalar que en esa oportunidad se discutió ampliamente lo referente a la forma de aplicar el ITF.

No obstante, a continuación se vuelve a indicar la base legal y las razones por las que se considera sólo el 70% del ITF pagado, como parte de los costos de gestión:

- De acuerdo con el Artículo 19° de la Ley N° 28194, Ley para la lucha contra la evasión y para la formalización de la economía, el ITF es deducible del Impuesto a la Renta. Tratándose de sujetos generadores de rentas de tercera categoría, como es el caso de las empresas eléctricas, la deducción del ITF se sujeta a las normas generales establecidas en la Ley del Impuesto a la Renta.
- En aplicación del Artículo 37° del Texto Único Ordenado de la Ley del Impuesto a la Renta, aprobado mediante Decreto Supremo N° 179-2004-EF, las empresas de electricidad deducirán de su renta bruta de tercera categoría el ITF pagado en el ejercicio a fin de establecer la renta neta



imponible sobre la cual se aplica la alícuota y se determina el tributo a pagar.

- Conforme al Artículo 55° de la referida Ley del Impuesto a la Renta, los perceptores de rentas de tercera categoría (rentas de empresas) domiciliados en el Perú determinarán su impuesto aplicando la tasa del 30% sobre su renta neta, es decir sobre la diferencia entre los ingresos gravables con el impuesto (“renta bruta”) menos las deducciones admitidas por la ley.
- Tomando en cuenta que el ITF es un gasto deducible de la renta bruta, éste sólo será recuperado por el contribuyente en un porcentaje igual a la tasa del Impuesto a la Renta aplicable, es decir sólo en un 30% del ITF pagado por el contribuyente.
- En consecuencia, el 70% restante del ITF pagado debe ser considerado como parte de los costos de gestión, los cuales a su vez conforman los costos de operación y mantenimiento, a fin de que sea recuperado vía el cobro de la tarifa del servicio.

El informe del tributarista, que contiene el análisis de la aplicabilidad del ITF al Costo de Operación y Mantenimiento, se adjunta como anexo del Informe legal N° 0154-2011-GART.

U.9 Análisis de Opiniones y Sugerencias de Luz del Sur S.A.A.

La presente sección contiene el análisis de los comentarios presentados por Luz del Sur S.A.A., mediante el correo electrónico del 18.03.2011.

U.9.1 Numeral 1.2, inciso A) del Artículo 1° de la Resolución

U.9.1.1 Opiniones y Sugerencias

Sugiere que, si bien el precio en barra puede calcularse conforme se indica en el numeral 1.2 del inciso A) del Artículo 1° del proyecto de resolución, se precise que para determinar el precio de compra de energía de un distribuidor a un generador se debe eliminar el sumando correspondiente a los peajes del SCT.

Sustenta lo anterior indicando que si en el precio de compra de una barra del distribuidor se agrega el cargo de peaje de demanda, para el distribuidor esto significa un sobrecosto que no tiene como trasladar a su demanda, viéndose perjudicado económicamente, en beneficio de su generador proveedor, quien recibiría un sobre ingreso por dicho peaje sin hacer uso de las instalaciones de demanda del distribuidor.

Indica que lo sugerido fue considerado en las Resoluciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión vigentes hasta antes de noviembre 2009, en la cual se precisaba que los peajes secundarios calculados por empresas deberían ser iguales a cero para la determinación de las tarifas de los



generadores a los distribuidores, y que indica entiende que por omisión no incluido en la Resolución N° 184-2009-OS/CD cuando sí estuvo considerado en la Resolución N° 065-2005-OS/CD.

En ese sentido, indica que si bien lo sugerido es para la Resolución de Tarifas en Barra y no de tarifas de transmisión, el efecto sería el mismo.

U.9.1.2 Análisis de OSINERGMIN

Respecto de este punto, no es posible acoger esta sugerencia, toda vez que el generador está obligado a transferir lo recaudado por peajes secundarios a los titulares de transmisión de la correspondiente área de demanda; en este sentido no existe el supuesto beneficio a que hace referencia Luz del Sur S.A.A. en su sugerencia.

Asimismo, tampoco existe la imposibilidad de trasladar dicho peaje, toda vez que este es aplicable a todos los usuarios (Libres y Regulados) dentro de cada área de demanda.

Por lo señalado, no se acoge esta opinión.

U.10 Análisis de Opiniones y Sugerencias de Transportadora de Gas del Perú

La presente sección contiene el análisis de los comentarios presentados por Transportadora de Gas del Perú (TGP), mediante Carta 04922/2011.

U.10.1 Cálculo de Garantía de Red Principal

U.10.1.1 Opiniones y Sugerencias

La empresa TGP manifiesta que es correcto que el peaje por Garantía de Red Principal (GRP) debe ser igual a cero (0), pero observa que la metodología empleada para su cálculo, no corresponde a lo establecido en su contrato BOOT.

U.10.1.2 Análisis de OSINERGMIN

Al respecto, este comentario es respondido en el Informe N° 149-2011-GART elaborado por la División de Gas Natural, donde también se sustenta el cálculo de la Garantía de Red Principal, correspondiente al 8vo año de cálculo.

U.11 Análisis de Opiniones y Sugerencias de Red Eléctrica del Sur S.A.

La presente sección contiene el análisis de los comentarios presentados por Red Eléctrica del Sur S.A. (en adelante "REDESUR") mediante Comunicación N° RDS N° 172/2011.



U.11.1 Actualización del Índice WPSSOP3500 para el ajuste del VNR y COyM en la Liquidación Anual

U.11.1.1 Opiniones y Sugerencias

REDESUR hace referencia a lo señalado en el artículo 4.1 del Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica con modalidad de Contrato BOOT, aprobado mediante Resolución OSINERMIN N° 335-2004-OS/CD (en adelante “Procedimiento Liquidación BOOT”), en el cual se señala que en caso se utilicen valores preliminares o en revisión del índice WPSSOP3500 para el ajuste de VNR, éstos deberán ser sustituidos por los valores definitivos disponibles en la oportunidad en que se efectúe la respectiva liquidación anual de ingresos.

Por ello, opina que en la presente fijación en que se está liquidando el periodo de marzo 2010 a febrero 2011, donde se ajustan los valores del VNR y COyM para la fijación tarifaria de 2009 y para la fijación tarifaria de 2010, se observa que el índice WPSSOP3500 correspondiente a marzo de 2009 (Fijación Tarifaria de 2009) es 171,4, cuando tanto en la fijación tarifaria de 2010 como en la presente fijación se tenía conocimiento que el valor definitivo es de 171,5. Por tanto, solicita a OSINERGMIN que especifique la oportunidad en que se viene actualizando el índice WPSSOP3500 para el ajuste del VNR y COyM de REDESUR, es decir, la oportunidad en que dicho índice está sujeto a una actualización o ya que no se modificaría, considerando que la Liquidación Anual incluye valores de dos procesos tarifarios superiores.

U.11.1.2 Análisis de OSINERGMIN

En relación al comentario se debe señalar que el literal a) del numeral 4.1 (“Ajuste del VNR”) del Procedimiento Liquidación BOOT, establece que el VNR determinado por el regulador, será siempre igual al Monto de Inversión Inicial del Adjudicatario, ajustado en cada período de revisión 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.

Además, en el literal d) del mencionado numeral se señala que el valor del índice WPSSOP3500 a utilizarse en cada revisión del VNR corresponde al mes de marzo del año de dicha revisión. Finalmente, en el literal e) del mencionado numeral 4.1 se precisa que en caso se utilicen valores preliminares o en revisión, del índice WPSSOP3500, éstos deberán ser sustituidos por los valores definitivos disponibles en la oportunidad en que se efectúe la respectiva liquidación anual de ingresos.

Al respecto, se debe señalar que en la oportunidad de la fijación de tarifas y compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión para el periodo comprendido entre el 01 de noviembre de 2009 y el 30 de abril de 2013 se actualizó el VNR de las instalaciones del SST de REDESUR considerando los valores definitivos, disponibles en dicha oportunidad, correspondientes a marzo de 2009 tal y como se puede verificar en los Anexos M y N del Informe Técnico N° 0439-



2009-GART. En dicha oportunidad el valor definitivo del índice WPSSOP3500 de marzo de 2009 fue de 171.4.

Posteriormente, en abril de 2010 se publican las resoluciones OSINERGMIN N° 079-2010-OS/CD y N° 080-2010-OS/CD, en las cuales se publican los resultados de la liquidación anual de ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de las instalaciones de REDESUR. En los informes técnicos N° 0127-2010-GART, N° 0124-2010-GART y en las hojas de cálculo que sirven de sustento a las mencionadas resoluciones se describe y presenta el procedimiento seguido para la actualización del VNR y COyM de las instalaciones de transmisión de Redesur. En particular, correspondió aplicar el valor definitivo del índice WPSSOP3500 del mes de marzo de 2009 para efectos de establecer el Costo Total de Transmisión Esperado, según lo señalado en el numeral 4.4 del Procedimiento Liquidación BOOT, y determinar finalmente la liquidación anual de ingresos del SPT de Redesur del periodo correspondiente entre marzo 2009 y febrero de 2010.

En el caso de la liquidación de ingresos del SST de Redesur, correspondió aplicar el valor definitivo del índice WPSSOP3500 del mes de marzo de 2009 para efectos de determinar el Costo Total de Transmisión Esperado y determinar finalmente la liquidación anual de ingresos del SST de REDESUR del periodo correspondiente entre marzo 2009 y febrero de 2010. Además, se consideró el valor preliminar del índice WPSSOP3500 de marzo de 2010 disponible a la fecha de elaboración de dicho informe con la finalidad de establecer el Costo Total de Transmisión preliminar del siguiente periodo tarifario a fin de determinar el peaje del SST de la subestación Tacna aplicable en el siguiente periodo tarifario.

Cabe señalar que las Resoluciones N° 079-2010-OS/CD y N° 080-2010-OS/CD siguieron el procedimiento regulatorio correspondiente, cumpliendo con los requisitos señalados en el Artículo 25° del Reglamento General de OSINERGMIN aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, entre los que se menciona la prepublicación de sus proyectos en el diario oficial El Peruano, con el fin de recibir los comentarios de los interesados, constituyéndose en actos firmes.

En esta ocasión, con la finalidad de determinar los resultados de la liquidación anual de ingresos de las instalaciones de REDESUR correspondientes al periodo comprendido entre marzo 2010 y febrero de 2011, corresponderá actualizar el índice WPSSOP3500 de marzo de 2010, como se ha realizado en la prepublicación, y utilizar el índice preliminar de marzo 2011 disponible a la fecha de elaboración de los informes que sustenten la publicación de la liquidación anual de ingresos de las instalaciones del SPT y SST de REDESUR, siguiendo la descripción señalada en los párrafos anteriores.

U.12 Análisis de Opiniones y Sugerencias de Electro Oriente S.A.

La presente sección contiene el análisis de los comentarios presentados por la empresa Electro Oriente S.A. (en adelante "Electro Oriente"), mediante Carta N° G-346-2011 de fecha 18 de marzo de 2011.



U.12.1 Modificación del porcentaje límite para la aplicación de las fórmulas de actualización en los Sistemas Aislados

U.12.1.1 Opiniones y Sugerencias

Electro Oriente manifiesta que OSINERGMIN ha determinado que las fórmulas de actualización (FAPPM y FAPEM) se aplicarán cuando los factores tengan una variación de +/- 5% respecto a los valores actuales.

Al respecto, Electro Oriente señala que la aplicación de las fórmulas de actualización tiene como objetivo que las tarifas tomen en cuenta las variaciones de los precios de los insumos del servicio eléctrico, luego de producida la fijación del valor de la Tarifa en Barra. Sin embargo, también es importante que los ajustes tarifarios, producto de dichas variaciones se realicen en el momento oportuno; ya que al existir un considerable retraso entre el momento que se produce el incremento de precios de los costos y el momento en que se produce el incremento de la tarifa, esto origina un desfase entre la tarifa y los costos con la consiguiente pérdida económica para la concesionaria que nunca podrá recuperarse.

Al respecto, Electro Oriente presenta un cuadro de incrementos de los precios de combustibles e incrementos de tarifas del periodo abril – diciembre 2010.

Asimismo, Electro Oriente presenta un segundo cuadro en el cual muestra el efecto económico del desfase durante el periodo comprendido entre el 26 de agosto y el 03 de noviembre de 2010, el mismo que le habría ocasionado una pérdida económica.

Finalmente, Electro Oriente solicita que el porcentaje límite para la aplicación de las fórmulas de actualización, para el caso de los Sistemas Aislados, señalado en el Artículo 2°, inciso b, del Proyecto de Resolución de Precios en Barra de mayo 2011, baje del 5% a 2,5%.

U.12.1.2 Análisis de OSINERGMIN

La variación del límite de la tasa de actualización requiere de un mayor análisis considerando el comportamiento de las variables económicas para un periodo más prolongado. En este sentido, el argumento proporcionado por Electro Oriente resulta insuficiente dado que se basa en información de un período menor a un año, siendo el caso que los Precios en Barra son aplicables durante toda la vida útil de los activos que remuneran, por lo que corresponde evaluar en un periodo prolongado el efecto neto que en los ingresos produciría una variación como la propuesta, para lo cual se requiere efectuar un estudio que estimamos podría culminarse antes del siguiente proceso regulatorio.

No obstante lo anterior, cabe señalar que el umbral de precios de 5% ha venido siendo aplicado desde inicios de la regulación de tarifas en el marco de la Ley de Concesiones Eléctricas, habiéndose mostrado como razonable para compensar las diferencias entre los precios de los insumos y las tarifas aplicadas a los usuarios.

Por lo expuesto, no se acoge esta opinión.



U.13 Análisis de Opiniones y Sugerencias del Sr. José Jaime Sánchez Fernández

La presente sección contiene el análisis de los comentarios presentados por el Sr. José Jaime Sánchez Fernández, mediante correo electrónico del 18.03.2011.

U.13.1 Inclusión de Resolución Directoral N° 002-2010-ANA-DEPHM

U.13.1.1 Opiniones y Sugerencias

Manifiesta que en el Proyecto de Resolución que fija los Precios en Barra aplicables al período comprendido entre el 01 de mayo de 2011 y el 30 de abril de 2012, no se menciona los efectos que tendría sobre los costos marginales esperados en el sistema de generación, lo dispuesto en la Resolución Directoral N° 002-2010-ANA-DEPHM, mediante la cual se aprueban cotas máximas y mínimas que deberán mantenerse en el embalse Chinchaycocha, que servirán para la elaboración del plan de descarga por parte de los operadores.

U.13.1.2 Análisis de OSINERGMIN

Al respecto, la Resolución Directoral N° 002-2010-ANA-DEPHM establece que por catorce (14) meses se debe considerar las cotas máximas y mínimas que debe mantenerse en el embalse Chinchaycocha (lago Junín), conforme al siguiente cuadro.

Mes	Máximo (psnm)	Mínimo (psnm)
Enero		13413,00
Febrero		13413,00
Marzo		13413,00
Abril	13419,00	13413,00
Mayo	13419,00	13413,00
Junio	13419,00	13413,00
Julio	13418,00	13413,00
Agosto	13417,00	13413,00
Septiembre	13416,00	13413,00
Octubre	13416,00	13413,00
Noviembre	13416,00	13413,00
Diciembre	13417,00	13413,00

Nota: los meses de enero, febrero y marzo son meses de recarga, en cuyo periodo, la cota máxima no excederá de 13 419 psm.

En este sentido, por las razones expresadas en el Informe N° 0154-2011-GART que analiza los aspectos legales de la Resolución Directoral N° 002-2010-ANA-DEPHM, se está incluyendo en el modelo Perseo estas restricciones de volúmenes máximos y mínimos del lago Junín para el periodo que establece la referida resolución.



Anexo V

Relación de Información que sustenta los Precios en Barra

1. Informe N° 0152-2011-GART “Informe para la Publicación de los Precios en Barra (Período Mayo 2011 - Abril 2012)”.
2. Informe N° 149-2011-GART “Cálculo del Peaje de la Garantía por Red Principal (GRP) de Camisea correspondiente al 8vo Año de Cálculo –Periodo 2011-2012”.
3. Informe N° 154-2011-GART de la Asesoría Legal Interna.
4. Informe Técnico N° 010-2011-OS/OEE de la Oficina de Estudios Económicos.
5. Absolución de Observaciones al Informe N° 0432-2010-GART, presentado por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC.
6. Absolución de Observaciones al Informe N° 0431-2010-GART, presentado por el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC.
7. “Estudio Técnico Económico Fijación de Tarifas en Barra del Periodo Mayo de 2011 – Abril 2012” preparado por el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC.
8. “Estudio Técnico Económico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras para la Fijación Tarifaria de Mayo de 2011” preparado por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC.
9. Contratos de Concesión, con sus respectivas adendas, suscritos por el Estado Peruano al amparo del Decreto Supremo N° 059-96-PCM:
 - Contrato suscrito con la empresa TRANSMANTARO
 - Contrato suscrito con la empresa REDESUR
 - Contrato suscrito con la empresa ISA PERU
 - Contrato suscrito con la empresa REP
 - Contrato suscrito con la empresa ABENGOA
10. Modelos:
 - “Modelo Perseo”: Modelo para el Cálculo de los Costos Marginales de Energía, incluye manuales y simulaciones con casos típicos.
 - “Modelo Demanda por Barras”: Cálculo de la demanda global y por barras para el período 2010-2013.
11. Planillas de cálculo diversas en medio óptico.

