

## SUBCOMITÉ DE TRANSMISORES DEL COES

Lima, 17 de enero de 2011  
STCOES N° 005-2011

Señores

**Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería- OSINERGMIN**

**Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria**

Av. Canadá No. 1470 – San Borja

Presente

Atención: Ing. Víctor Ormeño Salcedo  
Gerente Adjunto de Regulación Tarifaria

Asunto: Absolución de Observaciones al Estudio Técnico – Económico para la Fijación de Tarifas en Barra del Periodo Mayo 2011- Abril 2012

Referencia: Oficio N° 0840-2010-GART del 15 de diciembre de 2010  
Carta STCOES N° 004-2011 del 14 de enero de 2011

De nuestra consideración:

Nos es grato dirigirnos a usted para adjuntarle en medio impreso y medio magnético, la "Actualización de la Propuesta Tarifaria del Subcomité de Transmisores del COES para la Fijación de Tarifas en Barra del Periodo Mayo 2011- Abril 2012 modificada con la última información disponible por parte del Subcomité de Generadores", en lo relacionado al cálculo de la demanda y determinación de los ingresos tarifarios.

El documento adjunto reemplaza al anteriormente enviado mediante nuestra carta de la referencia. Es preciso aclarar que los Anexos no han variado y los únicos puntos de la Propuesta modificados son los siguientes: 3.4 Factores Nodales de Energía y Factores de Pérdida de Potencia, 3.5 Ingreso Tarifario y 3.7 Peaje por Conexión.

OSINERGMIN	
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria	
RECIBIDO	HORA 17:58
17 ENE 2011	
0378	2010-545
REGISTRO	EXPEDIENTE
LA RECEPCION DEL DOCUMENTO NO INDICA CONFORMIDAD	

Muy atentamente,  
  
Luis Velasco Bodega  
Representante del Subcomité  
de Transmisores del COES

CC: Ing. Santiago León Gómez  
Representante Suplente del Subcomité de Transmisores del COES

**SUBCOMITÉ DE TRANSMISORES DEL COES**

**ACTUALIZACIÓN DE LA PROPUESTA TARIFARIA**

**ESTUDIO TÉCNICO – ECONÓMICO**

**FIJACIÓN DE TARIFAS EN BARRA DEL PERÍODO  
MAYO 2011 – ABRIL 2012**

**ENERO, 2011**

---

## ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN.....	3
1.1.	OBJETO.....	3
1.2.	BASE LEGAL.....	3
1.3.	BASE CONCEPTUAL.....	3
2.	RELACIÓN DE INFORMACIÓN QUE SUSTENTA LA PROPUESTA DEL SUBCOMITÉ DE TRANSMISORES.....	6
3.	CARGOS POR TRANSMISIÓN DE LOS SISTEMA GARANTIZADO Y PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN.....	7
3.1.	VALOR NUEVO DE REEMPLAZO.....	7
3.1.1.	RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A.....	8
3.1.2.	ETESSELVA S.R.L.....	9
3.1.3.	RED ELÉCTRICA DEL SUR S.A.....	9
3.1.4.	CONSORCIO TRANSMANTARO S.A.....	10
3.1.5.	INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ISA PERÚ S.A.....	12
3.1.6.	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABÁN S.A.....	12
3.1.7.	COMPAÑÍA MINERA ANTAMINA S.A.....	13
3.1.8.	ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE S.A.....	13
3.1.9.	VALORIZACIÓN DEL SPT Y SGT DEL SEIN.....	13
3.2.	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....	14
3.2.1.	RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A.....	15
3.2.2.	ETESSELVA S.R.L.....	15
3.2.3.	RED ELÉCTRICA DEL SUR S.A.....	15
3.2.4.	CONSORCIO TRANSMANTARO S.A.....	15
3.2.5.	INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ISA PERÚ S.A.....	17
3.2.6.	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABÁN S.A.....	17
3.2.7.	COMPAÑÍA MINERA ANTAMINA S.A.....	17
3.2.8.	ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE S.A.....	17
3.2.9.	RESUMEN COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL SPT Y SGT DEL SEIN.....	18
3.3.	LÍQUIDACIÓN SEGÚN CONTRATOS ESPECÍFICOS.....	18
3.3.1.	RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A.....	19
3.3.2.	RED ELÉCTRICA DEL SUR S.A.....	20
3.3.3.	CONSORCIO TRANSMANTARO S.A.....	20
3.3.4.	INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ISA PERÚ S.A.....	21
3.4.	FACTORES NODALES DE ENERGÍA Y FACTORES DE PÉRDIDAS DE POTENCIA.....	21
3.5.	INGRESO TARIFARIO.....	24
3.6.	GARANTÍA POR RED PRINCIPAL DEL PROYECTO CAMISEA.....	25
3.7.	PEAJE POR CONEXIÓN DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN.....	26
3.8.	FÓRMULA DE ACTUALIZACIÓN E ÍNDICES.....	26
3.9.	PLAN DE OBRAS DE TRANSMISIÓN.....	27
4.	ANEXOS.....	29

---

## RELACIÓN DE CUADROS

CUADRO N° 3.1-1.: VNR DEL SPT DE REP.....	8
CUADRO N° 3.1-2.: VNR DEL SPT DE ETESELVA .....	9
CUADRO N° 3.1-3.: VNR DEL SPT DE REDESUR .....	10
CUADRO N° 3.1-4.: INVERSIÓN DEL SGT DE TRANSMANTARO .....	10
CUADRO N° 3.1-5.: VNR DEL SPT DE TRANSMANTARO .....	11
CUADRO N° 3.1-6.: VNR DEL SPT DE ISA PERÚ .....	12
CUADRO N° 3.1-7.: VNR DEL SPT DE SAN GABÁN .....	12
CUADRO N° 3.1-8.: VNR DEL SPT DE ANTAMINA .....	13
CUADRO N° 3.1-9.: INVERSIÓN DEL SGT DE ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE .....	13
CUADRO N° 3.1-10.: VALORIZACIÓN DEL SPT Y SGT DEL SEIN .....	14
CUADRO N° 3.2-1.: COYM DEL SGT DE TRANSMANTARO .....	15
CUADRO N° 3.2-2.: COYM DEL SPT DE TRANSMANTARO .....	16
CUADRO N° 3.2-3.: COYM DEL SGT DE ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE .....	17
CUADRO N° 3.2-4.: COYM DEL SPT Y SGT DEL SEIN .....	18
CUADRO N° 3.3-1.: LIQUIDACIÓN REP .....	19
CUADRO N° 3.3-2.: CÁLCULO DE LA RA DE REP .....	19
CUADRO N° 3.3-3.: LIQUIDACIÓN REDESUR .....	20
CUADRO N° 3.3-4.: LIQUIDACIÓN TRANSMANTARO .....	20
CUADRO N° 3.3-5.: LIQUIDACIÓN ISA PERÚ .....	21
CUADRO N° 3.4-1.: FACTORES NODALES DE ENERGÍA Y FACTORES DE PÉRDIDA DE POTENCIA .....	21
CUADRO N° 3.5-1.: INGRESO TARIFARIO DEL SPT Y SGT DEL SEIN .....	24
CUADRO N° 3.7-1.: PEAJE POR CONEXIÓN DEL SPT Y SGT .....	26
CUADRO N° 3.8-1.: FORMULA DE ACTUALIZACIÓN .....	27
CUADRO N° 3.9-1.: PLAN DE OBRAS DE TRANSMISIÓN .....	27

---

# 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1. OBJETO

Presentación del estudio Técnico – Económico conteniendo la propuesta de Tarifas del Sistema Principal y Garantizado de Transmisión del Subcomité de Transmisores del COES, para la Fijación de Tarifas en Barra, período mayo 2011 – abril 2012.

## 1.2. BASE LEGAL

La base legal sobre la cual se sustenta el presente informe es:

- Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (“LCE”) y modificatorias;
- Decreto Supremo N° 009-93-EM Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (“RLCE”) y modificatorias;
- Ley 28832, “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”;
- Decreto Supremo N° 027-2007-EM, que aprueba el “Reglamento de Transmisión y modifican Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas”;
- Decreto Supremo N° 027-2008-EM, que aprueba el “Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES)”.
- Resolución OSINERGMIN N° 0775-2007-OS/CD, que aprueba el “Texto Único Ordenado y Concordado de la Norma Procedimiento para Fijación de Precios Regulados”, la cual incorpora como Anexo A, el “Procedimiento para Fijación de Tarifas en Barra”.

## 1.3. BASE CONCEPTUAL

Las normas que sustenta el derecho del Subcomité de Transmisores a presentar el presente estudio Técnico - Económico, se resumen a continuación:

De acuerdo con el Artículo 51 del Decreto Ley N° 25844 “Ley de Concesiones Eléctricas y sus modificatorias”, que textualmente dice:

---

**“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, lo siguiente:

- 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, Costos de Racionamiento 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.

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”.

Y el Artículo 14 del Decreto Supremo N° 027-2008-EM que aprueba el “Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES)”, que textualmente indica:

**“Artículo 14.- De los Subcomités**

.....

14.3 En concordancia con lo establecido en el artículo 51 de la LCE, los Subcomités de Generadores y Transmisores, presentan al OSINERGMIN los estudios técnico-económicos de la propuesta de los Precios en Barra.

a) El Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores, en la parte que les corresponda, elaborarán los estudios y la propuesta preliminar anual para la fijación de los Precios en Barra, siguiendo lo establecido en los artículos 47 a 51 de la LCE, el RLCE, demás normas y Procedimientos correspondientes.

.....

14.4 Los estudios y la propuesta para la fijación de los Precios en Barra, señalados en el numeral 14.3, deben explicitar y justificar en forma detallada, entre otros aspectos, los siguientes:

.....

---

b) El programa de obras de generación y transmisión, tanto aquel de iniciativa particular, como el resultante de procesos de licitación, según lo señalado en los numerales 4.1 y 22.1 de los artículos 4 y 22 de la Ley, respectivamente.

.....

i) El Costo Total de Transmisión, discriminando los costos de inversión y los de operación y mantenimiento, tanto para el sistema de transmisión Garantizado, Complementario, Principal, como Secundario.

j) Cálculo del Ingreso Tarifario esperado en los tipos de sistemas de transmisión Garantizado y Principal, para la fijación del Peaje por Conexión y del Peaje de los sistemas de transmisión Complementario y Secundario.

k) Los valores resultantes para los Precios en Barra.

l) La fórmula de reajuste propuesta.”

Por lo tanto, el Subcomité de Transmisores COES presenta el estudio Técnico – Económico conteniendo la propuesta de Tarifas del Sistema Principal y Garantizado de Transmisión del SEIN, para la Fijación de Tarifas en Barra, período mayo 2011 – abril 2012.

---

## **2. RELACIÓN DE INFORMACIÓN QUE SUSTENTA LA PROPUESTA DEL SUBCOMITÉ DE TRANSMISORES**

- a) Propuesta Tarifaria de REP, Regulación Tarifa en Barra, mayo 2011 – abril 2012.
- b) Propuesta Tarifaria del Sistema Principal de Transmisión de ETESELVA, período mayo 2011 – abril 2012.
- c) Propuesta del Peaje por conexión de REDESUR para la Fijación Tarifaria, período, mayo 2011 – abril 2012.
- d) Propuesta Tarifaria de CONSORCIO TRANSMANTARO, Regulación Tarifa en Barra, mayo 2011 – abril 2012.
- e) Propuesta Tarifaria de ISA PERÚ, Regulación Tarifa en Barra, mayo 2011 – abril 2012.
- f) Propuesta Tarifaria del Sistema Principal de Transmisión de SAN GABÁN, período mayo 2011 – abril 2012.
- g) Estudio de COyM del SPT de ANTAMINA para la Fijación Tarifaria de mayo 2011 – abril 2012.
- h) Propuesta Tarifaria del Sistema Garantizado de Transmisión de ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE, período mayo 2011 – abril 2012.
- i) Archivo de Demanda, empleado en el Estudio Técnico - Económico para la Fijación de Precios en Barra, mayo 2011 – abril 2012, propuesto por Subcomité de Generadores.
- j) Archivos de Salida del Perseo, empleado en el Estudio Técnico - Económico para la Fijación de Precios en Barra, mayo 2011 – abril 2012, propuesto por Subcomité de Generadores.

---

### **3. CARGOS POR TRANSMISIÓN DE LOS SISTEMA GARANTIZADO Y PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN**

A efecto de definir el Sistema de Transmisión del SEIN, la Ley 28832 en su Artículo 20, distingue cuatro tipos de instalaciones de transmisión: a) Sistema Garantizado de Transmisión, b) Sistema Complementario de Transmisión, c) Sistema Principal de Transmisión y d) Sistema Secundario de Transmisión, en concordancia con el Artículo 58 de la LCE.

El Sistema Principal de Transmisión del SEIN comprende el conjunto de instalaciones que antes de la expedición de la Ley 28832 fueron calificadas como tales por el Ministerio de Energía y Minas al amparo de la LCE.

El Sistema Garantizado de Transmisión del SEIN comprende el conjunto de instalaciones de transmisión que conforman el Plan de Transmisión en conformidad a los Artículos 21 y 22 de la Ley 28832.

#### **3.1. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO**

Cabe mencionar, que en los procesos regulatorios de los años 2009 y 2010 el OSINERGMIN revisó el VNR de las instalaciones que integran el SPT del SEIN, por tal razón, corresponde su actualización en mayo 2013 y mayo 2014, respectivamente, según lo establecido en el Artículo 77 de la LCE.

Según lo estipulado en los respectivos Contratos BOOT suscritos entre el Estado Peruano con las empresas REDESUR, CONSORCIO TRANSMANTARO y ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE, hemos actualizado el VNR correspondiente a sus instalaciones que pertenecen al SPT y SGT.

Asimismo, basándose en la cláusula 5.2.5 (i) del Contrato BOOT entre el Estado Peruano con la empresa ISA PERÚ, en el proceso regulatorio del 2010 se actualizó el VNR de las instalaciones de ISA que integran el SPT, por tal razón, corresponde su actualización en mayo 2014.

### 3.1.1. RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A.

En los Informes N° 0151-2009-GART y N° 0127-2010-GART, que sustentan las Resoluciones OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD y OSINERGMIN N° 079-2010-OS/CD, respectivamente, se fijaron los VNR de las instalaciones pertenecientes al SPT de REP, los que asciende a US \$ 113 578 787 (Ciento Trece Millones Quinientos Setenta y Ocho Mil Setecientos Ochenta y Siete dólares americanos), según se detalla en el Cuadro N° 3.1-1. (Ver Anexo A).

**Cuadro N° 3.1-1.: VNR DEL SPT DE REP**

CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	VNR (US\$)
L-2280	Zorritos	Zarumilla	3 798 064
L-2248	Talara	Piura Oeste	7 907 092
SE Talara	Reactor 20 MVAR		836 507
SE Piura Oeste	Reactor 20 MVAR		612 862
L-2236	Chiclayo Oeste	Guadalupe	6 751 103
SE Chiclayo Oeste	SVC +/- 30 MVA		3 256 871
L-2234	Guadalupe	Trujillo Norte	8 037 718
SE Guadalupe	Transformador 220/60/10kV; 60MVA		4 978 592
SE Guadalupe	Reactor 20 MVAR		805 114
SE Trujillo Norte	SVC +30/-20 MVAR		3 230 941
L-2215	Chimbote 1	Paramonga Nueva	15 898 707
SE Chimbote	Bancos 20 + 15 MVAR		280 679
L-2213	Paramonga Nueva	Huacho	4 661 235
L-2253	Parte de Celda en SET Paramonga Nueva		151 155
SE Paramonga Nueva	Reactor 40 MVAR		963 565
L-2212	Huacho	Zapallal	9 532 392
L-2003/2004	Chavarría	Santa Rosa	2 885 031
SE San Juan	Bancos 30 + 15 MVAR		3 865 449
L-1120	Paragsha II	Huánuco	6 767 613
SE Huánuco	Banco 2.2 MVAR		123 586
L-1121	Huánuco	Tingo María	7 425 440
SE Tingo María	Banco 2.2 MVAR		116 685
L-1029	Cerro Verde	Repartición	2 867 470
L-1030	Repartición	Mollendo	4 514 345
L-1006	Tintaya	Azángaro	9 241 617

CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	VNR (US\$)
SE Tintaya	SVC +/- 15 MVA		1 329 302
L-1004	Dolorespata	Quencoro	940 103
L-2224	Celda en SE Pachachaca		837 549
Centro Control Principal	Lima		863 704
Centro Control Respaldo	Arequipa		98 296
<b>VNR TOTAL REP</b>			<b>113 578 787</b>

### 3.1.2. ETESELVA S.R.L.

En el Informe N° 0151-2009-GART, que sustenta la Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD, se establece que el VNR de las instalaciones del SPT de ETESELVA, asciende a US \$ 19 545 471 (Diecinueve Millones Quinientos Cuarenta y Cinco Mil Cuatrocientos Setenta y Uno dólares americanos), según se detalla en el Cuadro N° 3.1-2.

**Cuadro N° 3.1-2.: VNR DEL SPT DE ETESELVA**

CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	VNR (US\$)
SE Tingo María	Reactor 30 MVAR		1 205 210
SE Tingo María	Autotransformador 220/138 kV; 40 MVA		2 652 220
L-253	Vizcarra	Paramonga Nueva	15 688 040
<b>VNR TOTAL ETESELVA</b>			<b>19 545 471</b>

### 3.1.3. RED ELÉCTRICA DEL SUR S.A.

El VNR del SPT de REDESUR se reajusta anualmente con la variación del "Finished Goods Less Food and Energy", (Serie ID: WPSSOP3500), publicado por el Departamento de Trabajo del Gobierno de los Estados Unidos de América, tomando como índice base para el VNR1 el valor vigente a la puesta en Operación Comercial (Etapa 1 septiembre 2000 y Etapa 2 febrero 2001) y para el VNR 2 el valor vigente de marzo de 2008, según lo establecido en la cláusula 5.2.5 del Contrato BOOT suscritos entre el Estado Peruano con REDESUR y sustituida mediante Addendum N° 5, dando como resultado un VNR de US \$ 87 083 179 (Ochenta y Siete Millones Ochenta y Tres Mil Ciento Setenta y Siete dólares americanos). (Ver Anexo C).

Para la determinación del VNR del SPT de REDESUR actualizado se ha utilizado la variación del "Finished Goods Less Food and Energy" preliminar a diciembre 2010 equivalente a 174,50.

En el Cuadro N° 3.1-3, se muestra el detalle del VNR del SPT de REDESUR.

**Cuadro N° 3.1-3.: VNR DEL SPT DE REDESUR**

CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	VNR (US\$)
L-2025 L-2026	Socabaya	Montalvo	21 865 187
L-2029	Montalvo	Tacna (Los Héroes)	59 789 797
L-2030	Montalvo	Puno	
	Addendum 5		5 434 416
<b>VNR TOTAL REDESUR</b>			<b>87 083 179</b>

#### **3.1.4. CONSORCIO TRANSMANTARO S.A.**

##### **SISTEMA GARANTIZADO DE TRANSMISIÓN**

Según lo establecido en la Cláusula 8 del Contrato de Concesión de SGT, el costo de Inversión de la primera y segunda etapa asciende a US \$ 52 233 900 (Cincuenta y Dos Millones Doscientos Treinta y Tres Mil Novecientos dólares americanos). (Ver Anexo D).

**Cuadro N° 3.1-4.: INVERSIÓN DEL SGT DE TRANSMANTARO**

Etapas	Instalación	Inversión (US \$)
1	L.T. 220 kV, doble circuito, Chilca - La Planicie - Zapallal y SSEE	16 714 849
2	L.T. 500 kV, simple circuito, Chilca - Zapallal y SSEE	35 519 051
<b>VNR TOTAL TRANSMANTARO</b>		<b>52 233 900</b>

##### **SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN**

El VNR del SPT de TRANSMANTARO se reajusta anualmente con la variación del "Finished Goods Less Food and Energy", (Serie ID: WPSSOP3500), publicado por el Departamento de Trabajo del Gobierno de los Estados Unidos de América, tomando como base el valor vigente a la puesta en Operación

---

Comercial (septiembre 2000), según lo establecido en la cláusula 5.2.5 del Contrato BOOT suscritos entre el Estado Peruano con TRANSMANTARO. El VNR base reajustado asciende a US \$ 210 408 718 (Doscientos Diez Millones Cuatrocientos Ocho Mil Setecientos Dieciocho dólares americanos).

En cumplimiento a lo dispuesto en la Cláusula Cuarta del Addendum N° 5 al Contrato BOOT, al SPT se le sumará un Monto a Restituir que asciende a US\$ 7 145 626, el cual se reajustará conforme a las actualizaciones correspondientes de acuerdo al Contrato BOOT, y tomando como base el valor vigente al 01 de marzo de 2005. El Monto a Restituir reajustado asciende a US\$ 8 018 725 (Ocho Millones Dieciocho Mil Setecientos Veinticinco dólares americanos).

Para el caso del SPT y del Addendum N° 5 se a utilizado la variación del "Finished Goods Less Food and Energy" preliminar a diciembre 2010 equivalente a 174,50.

Según lo establecido en el Anexo 12 numeral 4 de la Addendum N° 8, el valor estimado de Inversión de la Ampliación en el Sistema de Transmisión: "Reforzamiento de la Línea de Transmisión en 220 kV Mantaro – Socabaya", que también forma parte del SPT asciende a US\$ 93 009 425, el que se actualizará por la variación en el Finished Goods Less Food and Energy (Serie ID: WPSSOP3500) y tomando como índice inicial el valor vigente a la puesta en Operación Comercial. Se tiene prevista su entrada en operación comercial el día 31 de julio de 2011. (Ver Anexo D).

En el Cuadro N° 3.1-5, se muestra el detalle del VNR del SPT de TRANSMANTARO.

**Cuadro N° 3.1-5.: VNR DEL SPT DE TRANSMANTARO**

<b>CÓDIGO INSTALACIÓN</b>	<b>DE SUBESTACIÓN</b>	<b>A SUBESTACIÓN</b>	<b>VNR (US\$)</b>
L-2053 L-2054	Mantaro	Socabaya	210 408 718
	Monto a Restituir		8 018 725
	Ampliación Mantaro – Socabaya		93 009 425
<b>VNR TOTAL TRANSMANTARO</b>			<b>311 436 868</b>

### 3.1.5. INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ISA PERÚ S.A.

En el Informe N° 0127-2010-GART, que sustenta la Resolución OSINERGMIN N° 079-2010-OS/CD, se establece que el VNR de las instalaciones del SPT de ISA PERÚ, asciende a US \$ 66 012 006 (Sesenta y Seis Millones Doce Mil Seis dólares americanos). Sin embargo, dicho calculo se obtuvo utilizando la variación del "Finished Goods Less Food and Energy" preliminar a febrero 2010 equivalente a 172,80.

Según la Norma "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica con modalidad de Contrato BOOT" en su artículo 4.1 "Ajuste del VNR" letra "d", para el presente proceso de fijación se ha utilizado la variación del "Finished Goods Less Food and Energy" definitiva a marzo 2010 equivalente a 173,00, en consecuencia el VNR asciende a US \$ 66 088 409 (Sesenta y Seis Millones Ochenta y Ocho Mil Cuatrocientos Nueve dólares americanos), según se detalla en el Cuadro N° 3.1-6. (Ver Anexo E).

**Cuadro N° 3.1-6.: VNR DEL SPT DE ISA PERÚ**

CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	VNR (US\$)
L-224	Pachachaca	Oroya Nueva	3 727 622
L-22259 L-22258 L-2254	Oroya-Carhuamayo-Paragsha-Vizcarra		62 360 787
<b>VNR TOTAL ISA PERÚ</b>			<b>66 088 409</b>

### 3.1.6. EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABÁN S.A.

En el Informe N° 0151-2009-GART, que sustenta la Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD, se establece que el VNR de las instalaciones del SPT de SAN GABÁN, asciende a US \$ 697 285 (Seiscientos Noventa y Siete Mil Doscientos Ochenta y Cinco dólares americanos) , según se detalla en el Cuadro N° 3.1-7.

**Cuadro N° 3.1-7.: VNR DEL SPT DE SAN GABÁN**

CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	VNR (US\$)
SE Azángaro	Celda L-1006 en 138 kV		697 285
<b>VNR TOTAL SAN GABÁN</b>			<b>697 285</b>

### 3.1.7. COMPAÑÍA MINERA ANTAMINA S.A.

En el Informe N° 0151-2009-GART, que sustenta la Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD, se establece que el VNR de las instalaciones del SPT de ANTAMINA, asciende a US \$ 656 170 (Seiscientos Cincuenta y Seis Mil Ciento Setenta dólares americanos), según se detalla en el Cuadro N° 3.1-8.

**Cuadro N° 3.1-8.: VNR DEL SPT DE ANTAMINA**

CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	VNR (US\$)
SE Vizcarra	Celda L-253 en 220 kV		656 170
<b>VNR TOTAL ANTAMINA</b>			<b>656 170</b>

### 3.1.8. ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE S.A.

Según lo establecido en la Adenda N° 2 Anexo 1-A del Contrato de Concesión de SGT, el costo de Inversión asciende a US \$ 99 442 160 (Noventa y Nueve Millones Cuatrocientos Cuarenta y Dos Mil Ciento Sesenta dólares americanos). (Ver Anexo H), según se detalla en el Cuadro N° 3.1-9.

**Cuadro N° 3.1-9.: INVERSIÓN DEL SGT DE ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE**

Etapas	Instalación	Inversión (US \$)
1	Tramo 1:	8,964,256.50
2	Tramo 2:	12,589,996.50
3	Tramo 3:	23,835,370.00
4	Tramo 4:	43,884,639.40
5	Ampliación SE Cajamarca - SVC	10,167,897.60
<b>VNR TOTAL ATN</b>		<b>99,442,160.00</b>

### 3.1.9. VALORIZACIÓN DEL SPT Y SGT DEL SEIN

En el Cuadro N° 3.1-9, se muestran los valores del VNR del SPT y la inversión del SGT del SEIN, según a la empresa que corresponde.

**Cuadro N° 3.1-10.: VALORIZACIÓN DEL SPT Y SGT DEL SEIN**

EMPRESA			VNR (US\$)
REP			113 578 787
ETESELVA			19 545 471
REDESUR			87 083 179
TRANSMANTARO	SPT		311 436 868
	SGT	1° Etapa	16 714 849
		2° Etapa	35 519 051
ISA			66 088 409
SAN GABÁN			697 285
ANTAMINA			656 170
ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE	SGT	Tramo 1	8 964 257
		Tramo 2	12 589 997
		Tramo 3	23 835 370
		Tramo 4	43 884 639
		SE Cajamarca - SVC	10 167 898
<b>TOTAL SEIN</b>			<b>750 762 228</b>

### 3.2. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Según lo estipulado en los respectivos Contratos BOOT suscritos entre el Estado Peruano con las empresas ISA PERÚ, REDESUR, CONSORCIO TRANSMANTARO y ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE, hemos actualizado el COyM correspondiente a sus instalaciones que pertenecen al SPT.

Para el caso de las demás empresas, se ha calculado individualmente para cada una de ellas, teniendo como premisa que el COyM comprende todos los costos en que incurre una empresa para la prestación del servicio de transmisión eléctrica, con la calidad estipulada en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).

Estos costos comprenden las actividades necesarias para la operación y mantenimiento del Sistema de Transmisión de una empresa modelo, con una organización y personal idóneo, remunerado con sueldos promedio de mercado, que aseguren un servicio adecuado y la gestión sostenida en el tiempo.

### 3.2.1. RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A.

Los Costos de Operación y Mantenimiento del SPT de REP ascienden a US \$ 4 300 855 (Cuatro Millones Trescientos Mil Ochocientos Cincuenta y Cinco dólares americanos).(Ver Anexo A).

### 3.2.2. ETESELVA S.R.L.

Los Costos de Operación y Mantenimiento del SPT de ETESELVA ascienden a US \$ 989 656 (Novecientos Ochenta y Nueve Mil Seiscientos Cincuenta y Seis dólares americanos). (Ver Anexo B).

### 3.2.3. RED ELÉCTRICA DEL SUR S.A.

De acuerdo a la Addendum N° 4 que modificó cláusula 5.2.5.1 (ii) del Contrato BOOT suscritos entre el Estado Peruano con REDESUR, el COyM del SPT se reajusta anualmente con la variación del "Finished Goods Less Food and Energy", (Serie ID: WPSSOP3500), publicado por el Departamento de Trabajo del Gobierno de los Estados Unidos de América, tomando como base un índice igual a 156.3, correspondiente al valor vigente en junio de 2005, dando como resultado un COyM de US \$ 2 474 451 (Dos Millones Cuatrocientos Setenta y Cuatro Mil Cuatrocientos Cincuenta y Uno dólares americanos). (Ver Anexo C).

### 3.2.4. CONSORCIO TRANSMANTARO S.A.

#### SISTEMA GARANTIZADO DE TRANSMISIÓN

Según lo establecido en la Cláusula 8 del Contrato de Concesión del SGT, el COyM del SGT para ambas etapas asciende a US \$ 3 510 327 (Tres Millones Quinientos Diez Mil Trescientos Veintisiete dólares americanos). En el Cuadro N° 3.2-1, se muestra el detalle del COyM de las dos (02) etapas. (Ver Anexo D).

**Cuadro N° 3.2-1.: COyM DEL SGT DE TRANSMANTARO**

<b>Etapas</b>	<b>Instalación</b>	<b>COyM (US \$)</b>
1	L.T. 220 kV, doble circuito, Chilca - La Planicie - Zapallal y SSEE	1 333 924
2	L.T. 500 kV, simple circuito, Chilca - Zapallal y SSEE	2 176 403
	<b>COyM SGT TRANSMANTARO</b>	<b>3 510 327</b>

---

## **SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN**

De acuerdo a la Addendum N° 4 que modificó cláusula 5.2.5 (ii) del Contrato BOOT suscritos entre el Estado Peruano con TRANSMANTARO, El COyM del SPT de TRANSMANTARO se reajusta anualmente con la variación del “Finished Goods Less Food and Energy”, (Serie ID: WPSSOP3500), publicado por el Departamento de Trabajo del Gobierno de los Estados Unidos de América, índice de reajuste cuyo valor a la fecha de las Resoluciones es igual a 151,50. El COyM reajustado asciende a US \$ 5 956 934 (Cinco Millones Novecientos Cincuenta y Seis Mil Novecientos Treinta y Cuatro dólares americanos).

Se a utilizado la variación del “Finished Goods Less Food and Energy” preliminar a diciembre 2010 equivalente a 174,50

Asimismo, de acuerdo a la Addendum N° 8 que incluyó la cláusula 5.2.5 (iii) al Contrato BOOT, el CoyM de la Ampliación en el Sistema de Transmisión, que también forma parte del SPT asciende a US\$ 1 960 000, el que se actualizará por la variación en el Finished Goods Less Food and Energy (Serie ID: WPSSOP3500) y tomando como índice inicial el valor vigente a la puesta en Operación Comercial. Considerando que la entrada en operación de esta ampliación será el 31 de julio de 2011, el COyM de la Ampliación reajustado asciende a US\$ 1 471 342 (Un Millón Cuatrocientos Setenta y Un Mil Trescientos Cuarenta y Dos dólares americanos). (Ver Anexo D).

En el Cuadro N° 3.2-2, se muestra el detalle del COyM del SPT de TRANSMANTARO.

**Cuadro N° 3.2-2.: COyM DEL SPT DE TRANSMANTARO**

<b>INSTALACIONES</b>	<b>COyM (US\$)</b>
SPT	5 956 934
SPT Ampliación	1 471 342
<b>COyM SPT TRANSMANTARO</b>	<b>7 428 276</b>

El COyM del SPT de TRANSMANTARO asciende a US\$ 7 428 276 (Siete Millones Cuatrocientos Veintiocho Mil Doscientos Setenta y Seis dólares americanos).

### 3.2.5. INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ISA PERÚ S.A.

Según lo establecido en la cláusula 5.2.5 (ii) del Contrato BOOT entre el Estado Peruano con la empresa ISA PERÚ, la retribución por el Costos de Operación y Mantenimiento será el 3% del VNR vigente. Por lo tanto el COyM por el SPT de ISA PERÚ asciende a US \$ 1 982 652 (Un Millón Novecientos Ochenta y Dos Mil Seiscientos Cincuenta y Dos dólares americanos). (Ver Anexo E).

### 3.2.6. EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABÁN S.A.

Los Costos de Operación y Mantenimiento del SPT de SAN GABÁN ascienden a US \$ 65 083 (Sesenta y Cinco Mil Ochenta y Tres dólares americanos). (Ver Anexo F).

### 3.2.7. COMPAÑÍA MINERA ANTAMINA S.A.

Los Costos de Operación y Mantenimiento del SPT de ANTAMINA ascienden a US \$ 21 818 (Veintiún Mil Ochocientos Dieciocho dólares americanos). (Ver Anexo G).

### 3.2.8. ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE S.A.

Según lo establecido en la Adenda N° 2 Anexo 1-A del Contrato de Concesión de SGT, el COyM asciende a US \$ 3 510 327 (Tres Millones Quinientos Diez Mil Trescientos Veintisiete dólares americanos). En el Cuadro N° 3.2-3, se muestra el detalle del COyM de las dos (02) etapas. (Ver Anexo H).

**Cuadro N° 3.2-3.: COyM DEL SGT DE ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE**

<b>Etapas</b>	<b>Instalación</b>	<b>COyM (US \$)</b>
1	Tramo 1:	404,968.50
2	Tramo 2:	568,764.50
3	Tramo 3:	1,076,785.00
4	Tramo 4:	1,982,528.00
5	Ampliación SE Cajamarca - SVC	459,344.00
<b>VNR TOTAL ATN</b>		<b>99,442,160.00</b>

### 3.2.9. RESUMEN COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL SPT Y SGT DEL SEIN

En el Cuadro N° 3.2-4, se muestran los montos correspondientes al COyM del SPT y SGT del SEIN.

**Cuadro N° 3.2-4.: COyM DEL SPT Y SGT DEL SEIN**

EMPRESA		COyM (US\$)	
REP		4 300 855	
ETESELVA		989 656	
REDESUR		2 474 451	
TRANSMANTARO	SPT		5 956 934
	SPT Adenda 8		1 471 342
	SGT	1° Etapa	1 333 924
		2° Etapa	2 176 403
ISA		1 982 652	
SAN GABÁN		65 083	
ANTAMINA		21 818	
ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE	SGT	Tramo 1	404 969
		Tramo 2	568 765
		Tramo 3	1 076 785
		Tramo 4	1 982 528
		SE Cajamarca - SVC	459 344
<b>TOTAL SEIN</b>		<b>25 265 509</b>	

### 3.3. LÍQUIDACIÓN SEGÚN CONTRATOS ESPECÍFICOS

Según lo estipulado en los respectivos Contratos BOOT suscritos entre el Estado Peruano con las empresas ISA PERÚ, REDESUR y CONSORCIO TRANSMANTARO, es necesario determinar la Liquidación Anual para posteriormente incluirlo en el cálculo de los Peajes de Conexión.

Para el caso de REP, además de la Liquidación de los Ingresos Anuales se actualiza su Remuneración Anual, basándose en su contrato de concesión.

### 3.3.1. RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A.

#### LIQUIDACIÓN ANUAL

Para el cálculo de la Liquidación Anual se aplica el procedimiento descrito en el Anexo 7 del Contrato de Concesión.

La Liquidación Anual preliminar de REP para el período mayo 2010 – abril 2011, se presenta en el Cuadro N° 3.3-1.

**Cuadro N° 3.3-1.: LIQUIDACIÓN REP**

DESCRIPCIÓN	TOTAL (US \$)
Liquidación	-4 834 411

#### DETERMINACIÓN DE LA REMUNERACIÓN ANUAL

Con los cálculos preliminares de la RA, RA1 que corresponde a las compensaciones facturables a los titulares de generación y RA2 SST compuesto por los ingresos percibidos correspondientes a compensaciones por el SST asociados a la demanda, hallamos la RA2 SPT que es equivalente al Costo Anual que corresponde pagar a los consumidores por el SPT, tal como se detalla en el Cuadro N° 3.3-2. (Ver Anexo A).

**Cuadro N° 3.3-2.: CÁLCULO DE LA RA DE REP**

Concepto	US\$
Remuneración Anual RA	
Remuneración Anual Garantizada RAG	67 948 103
Remuneración Anual por Ampliaciones RAA	23 130 947
Total RAA (2008-2009)	91 079 050
Liquidación Anual de la RAG (May-10-Abr-11)	-4 523 744
Saldo a favor del ITF de Mayo 10 a Abril 11	110 745
Recuperación del ITF Adicional a la RAG	5 512
<b>Total RA (2009-2010)</b>	<b>86 671 563</b>

Concepto	US\$
<b>RA</b>	<b>86 671 563</b>
RA1	55 609 751
RA2	31 061 812
RA2 SST	11 555 145
ITA	926 440
PSST	10 628 705
RA2 SPT	19 506 668

Del Cuadro anterior para el presente proceso tarifario el RA2 SPT asciende a US \$ 19 506 668 (Diecinueve Millones Quinientos Seis Mil Seiscientos Sesenta y Ocho dólares americanos)

### 3.3.2. RED ELÉCTRICA DEL SUR S.A.

La liquidación anual preliminar de REDESUR para el período marzo 2010 – febrero 2011, se presenta en el Cuadro N° 3.3-3. (Ver Anexo C).

**Cuadro N° 3.3-3.: LIQUIDACIÓN REDESUR**

DESCRIPCIÓN	TOTAL (US \$)
Liquidación	- 139 436

### 3.3.3. CONSORCIO TRANSMANTARO S.A.

La liquidación anual preliminar de TRANSMANTARO para el período marzo 2010 – febrero 2011, se presenta en el Cuadro N° 3.3-4. (Ver Anexo D).

**Cuadro N° 3.3-4.: LIQUIDACIÓN TRANSMANTARO**

DESCRIPCIÓN	TOTAL (US \$)
Liquidación	-958 495

### 3.3.4. INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ISA PERÚ S.A.

La liquidación anual preliminar de ISA PERÚ para el período marzo 2010 – febrero 2011, se presenta en el Cuadro N° 3.3-5. (Ver Anexo E).

**Cuadro N° 3.3-5.: LIQUIDACIÓN ISA PERÚ**

DESCRIPCIÓN	TOTAL (US \$)
Liquidación	- 74 494

### 3.4. 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 28832, por lo cual los factores de pérdidas de potencia para la presente regulación son iguales al valor uno (1,0) en todas las barras.

En el Cuadro N° 3.4-1 se detallan los factores nodales de energía y pérdidas de potencia para las Subestaciones base del SEIN, comparadas con la Subestación Santa Rosa.

**Cuadro N° 3.4-1.: FACTORES NODALES DE ENERGÍA Y FACTORES DE PÉRDIDA DE POTENCIA**

BARRAS BASE	ENERGÍA Base Santa Rosa		POTENCIA Base Santa Rosa
	Punta	Fuera Punta	
Zorritos	1,0610	1,0807	1,0000
Talara	1,0575	1,0777	1,0000
Piura Oeste	1,0969	1,0999	1,0000

BARRAS BASE	ENERGIA Base Santa Rosa		POTENCIA Base Santa Rosa
	Punta	Fuera Punta	
Chiclayo Oeste	1,0796	1,0816	1,0000
Carhuaquero 220	1,0636	1,0661	1,0000
Guadalupe 220	1,0732	1,0774	1,0000
Guadalupe 60	1,0763	1,0799	1,0000
Cajamarca	1,0598	1,0669	1,0000
Trujillo Norte	1,0595	1,0659	1,0000
Chimbote 1 220	1,0441	1,0516	1,0000
Chimbote 1 138	1,0441	1,0527	1,0000
Paramonga N 220	1,0179	1,0240	1,0000
Paramonga N 138	1,0169	1,0239	1,0000
Paramonga 138	1,0147	1,0243	1,0000
Huacho	1,0126	1,0163	1,0000
Zapallal	1,0003	1,0000	1,0000
Ventanilla	0,9992	0,9983	1,0000
Chavarría	1,0017	1,0013	1,0000
Santa Rosa	1,0000	1,0000	1,0000
San Juan	0,9954	0,9948	1,0000
Cantera	0,9944	0,9974	1,0000
Independencia	1,0046	1,0099	1,0000
Ica	1,0158	1,0217	1,0000
Marcona	1,0557	1,0627	1,0000
Mantaro	0,9895	0,9886	1,0000
Huayucachi	0,9949	0,9939	1,0000
Pachachaca	0,9929	0,9934	1,0000
Huancavelica	0,9940	0,9959	1,0000
Callahuanca ELP	0,9943	0,9946	1,0000
Cajamarquilla	0,9996	1,0007	1,0000
Huallanca 138	1,0191	1,0281	1,0000
Vizcarra	1,0130	1,0200	1,0000
Tingo María 220	1,0016	1,0100	1,0000
Aguaytía 220	0,9938	1,0040	1,0000
Aguaytía 138	0,9976	1,0067	1,0000
Aguaytía 22,9	0,9959	1,0054	1,0000
Pucallpa 138	1,0294	1,0294	1,0000
Pucallpa 60	1,0313	1,0307	1,0000

BARRAS BASE	ENERGIA Base Santa Rosa		POTENCIA Base Santa Rosa
	Punta	Fuera Punta	
Aucayacu	1,0180	1,0187	1,0000
Tocache	1,0390	1,0334	1,0000
Tingo María 138	1,0088	1,0123	1,0000
Huánuco 138	1,0129	1,0112	1,0000
Paragsha II 138	1,0084	1,0112	1,0000
Paragsha 220	1,0043	1,0078	1,0000
Yaupi 138	0,9911	0,9948	1,0000
Yuncan 138	0,9911	0,9948	1,0000
Yuncan 220	0,9942	0,9978	1,0000
Oroya Nueva 220	0,9957	0,9971	1,0000
Oroya Nueva 138	1,0001	1,0044	1,0000
Oroya Nueva 50	0,9969	1,0002	1,0000
Carhuamayo 138	1,0033	1,0094	1,0000
Carhuamayo 220	0,9999	1,0032	1,0000
Caripa 138	1,0050	1,0103	1,0000
Chilca 220	0,9814	0,9826	1,0000
Condorcocha 138	1,0086	1,0135	1,0000
Condorcocha 44	1,0086	1,0135	1,0000
Desierto 220	0,9969	1,0009	1,0000
Machupicchu	1,1193	1,0610	1,0000
Cachimayo	1,1548	1,0981	1,0000
Dolorespata	1,1577	1,1004	1,0000
Quencoro	1,1559	1,1001	1,0000
Combapata	1,1640	1,1224	1,0000
Tintaya	1,1669	1,1454	1,0000
Ayaviri	1,1404	1,1186	1,0000
Azángaro	1,1252	1,1009	1,0000
San Gaban	1,1332	1,1070	1,0000
Juliaca	1,1416	1,1128	1,0000
Puno 138	1,1475	1,1362	1,0000
Puno 220	1,1470	1,1336	1,0000
Callalli	1,1518	1,1342	1,0000
Santuario	1,1279	1,1155	1,0000
Socabaya 138	1,1291	1,1193	1,0000
Socabaya 220	1,1279	1,1185	1,0000

BARRAS BASE	ENERGIA Base Santa Rosa		POTENCIA Base Santa Rosa
	Punta	Fuera Punta	
Cerro Verde	1,1598	1,1508	1,0000
Repartición	1,1356	1,1230	1,0000
Mollendo	1,1388	1,1250	1,0000
Montalvo 220	1,1450	1,1359	1,0000
Montalvo 138	1,1457	1,1370	1,0000
Ilo 138	1,1583	1,1496	1,0000
Botiflaca 138	1,1523	1,1442	1,0000
Toquepala	1,1555	1,1494	1,0000
Aricota 138	1,1469	1,1458	1,0000
Aricota 66	1,1432	1,1448	1,0000
Tacna 220	1,1512	1,1410	1,0000
Tacna 66	1,1576	1,1445	1,0000

### 3.5. INGRESO TARIFARIO

En el Cuadro N° 3.4-1 se muestra el detalle del Ingreso Tarifario calculado para las instalaciones pertenecientes al SPT y SGT del SEIN.

**Cuadro N° 3.5-1.: INGRESO TARIFARIO DEL SPT Y SGT DEL SEIN**

CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	ING. TARIFARIO. (US\$/Año)
L-2280	Zorritos	Zarumilla	0
L-2248	Talara	Piura Oeste	70 830
L-2236	Chiclayo Oeste	Guadalupe	0
L-2234	Guadalupe	Trujillo Norte	26 717
SE Guadalupe	Transformador 220/60/10kV; 60MVA		2 027
L-2215	Chimbote 1	Paramonga Nueva	66 874
L-2212/L-2213	Paramonga Nueva	Zapallal	24 288
L-2003/L-2004	Chavarría	Santa Rosa	8 506
L-1120	Paragsha II	Huánuco	0
L-1121	Huánuco	Tingo María	0
L-1029/L-1030	Cerro Verde	Mollendo	150
L-1006	Tintaya	Azángaro	39 570

CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	ING. TARIFARIO. (US\$/Año)
SE Azángaro	Celda de LT en 138 kV		0
L-1004	Dolorespata	Quencoro	0
SE Tingo María	Autotransformador 220/138 kV; 40 MVA		2 090
L-253	Vizcarra	Paramonga Nueva	0
SE Vizcarra	Celda L-253 en 220 kV		0
L-2025 L-2026	Socabaya	Montalvo	0
L-2029	Montalvo	Tacna	5 697
L-2030	Montalvo	Puno	0
L-2053 L-2054	Mantaro	Socabaya	242 010
	Chilca	Zapallal (1era)	0
	Chilca	Zapallal (2da)	0
L-224	Pachachaca	Oroya Nueva	11 853
L-2259 L-2258 L-2254	Oroya-Carhuamayo-Paragsha-Vizcarra		70 740
	LT 220kV Carhuamayo-Paragsha		69 491
	LT 220kV Paragsha-Conococha		
	LT 220kV Conococha-Huallanca		
	LT 220kV Huallanca-Cajamarca		
	Ampliación SE Cajamarca - SVC		

REP		238 962
SAN GABÁN TRANSMISIÓN		0
ETESELVA		2 090
ANTAMINA		0
REDESUR		5 697
TRANSMANTARO	SPT	242 010
	SGT	0
ISA		82 593
ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE	SGT	69 491
<b>TOTAL SEIN</b>		<b>640 844</b>

### 3.6. GARANTÍA POR RED PRINCIPAL DEL PROYECTO CAMISEA

De acuerdo Informe N° 0126-2010-GART, que determina el Peaje por GRP para el séptimo año de Cálculo del proyecto Camisea, el cargo por Garantía por Red Principal

del Proyecto Camisea, establecido por el OSINERGMIN en la Fijación tarifaria de mayo 2010 es de 0 US\$/kW-mes y dicho cargo debe ser adicionado al PCSPT.

### 3.7. PEAJE POR CONEXIÓN DEL SISTEMA PRINCIPAL Y GARANTIZADO DE TRANSMISIÓN

En el Cuadro N° 3.7-1 se presentan los Peajes Anual y Peaje Unitario, para el período mayo 2011 – abril 2012.

**Cuadro N° 3.7-1.: PEAJE POR CONEXIÓN DEL SPT Y SGT**

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		18 400 941		19 506 668	238 962	19 267 705	4,088
SAN GABÁN		151 646			0	151 646	0,032
ANTAMINA		103 278			0	103 278	0,022
ETESSELVA		3 416 102			2 090	3 414 012	0,724
REDESUR		13 315 208	- 139 436		5 697	13 170 076	2,794
TRANSMANTARO	SPT (1)	43 912 290	- 958 495		242 010	42 711 785	9,062
	SGT 1E	3 408 966			0	3 408 966	0,723
	SGT 2E	6 585 868			0	6 585 868	1,397
ISA		10 187 109	- 74 494		82 593	10 030 022	2,128
ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE	Tramo 1	1 517 824			69 491	1 448 333	0,307
	Tramo 2	2 131 733			0	2 131 733	0,452
	Tramo 3	4 035 795			0	4 035 795	0,856
	Tramo 4	7 430 528			0	7 430 528	1,576
	SVC	1 721 624			0	1 721 624	0,365
GRP TGP							0,000
GRP GNLC							0,000

(1) Se ha tenido presente que la entrada en operación comercial de las instalaciones incluidas en la Addendum N° 8, está prevista para el 31 de julio de 2011.

### 3.8. FÓRMULA DE ACTUALIZACIÓN E ÍNDICES

A continuación se detalla la Formula de Actualización e Índices correspondiente a cada concesionario. En el siguiente Cuadro N° 3.8-1 se muestra el detalle de estos índices.

**Cuadro N° 3.8-1.: Formula de Actualización**

	<b>l</b>	<b>m</b>	<b>n</b>	<b>o</b>
SPT de REP	1,0000	-	-	-
SPT de ETESELVA	0,4321	0,2822	0,2761	0,0096
SPT de Antamina	1,0000	-	-	-
SPT de Sab Gabán	0,4388	0,5588	-	0,0024
SPT de Redesur	1,0000	-	-	-
SPT de Transmantaro	1,0000	-	-	-
SPT de ISA	1,0000	-	-	-

### 3.9. PLAN DE OBRAS DE TRANSMISIÓN

El Cuadro N° 3.9-1 se muestra el Plan de Obras de Transmisión tomado del Primer Plan de Transmisión publicado por el COES - SINAC.

**Cuadro N° 3.9-1.: PLAN DE OBRAS DE TRANSMISIÓN**

<b>Fecha de Ingreso</b>	<b>Proyecto</b>	<b>Empresa</b>
ene-11	Ampliación Transformador S.E. Azangaro -138/60/22,9/10 kV (1)	REP
ene-11	Ampliación Transformador S.E. Quencoro -138/34,5/10,5 kV (1)	REP
ene-11	Ampliación Transformador S.E. Piura Oeste -220/60/10 kV (1)	REP
ene-11	Ampliación Transformador S.E. Trujillo Norte -138/22,9/10 kV (1)	REP
ene-11	S.E. Trujillo Norte -Banco de Capacitores 15 MVAR, 10 kV (1)	REP
ene-11	Ampliación Auto Transformador S.E. Tingo María -220/138/10 kV (1)	REP
ene-11	Ampliación de la SS.EE. Cajamarca – SVC	ATN
mar-11	L.T. Chilca - La Planicie - Zapallal 220kV ( doble terna )	TRANSMANTARO
mar-11	L.T. Chilca - Zapallal 500 kV (simple circuito)	TRANSMANTARO
mar-11	Celda de conexión C.T. Las Flores 220 Kv	TRANSMANTARO
abr-11	L.T. Independencia - Ica 220 kV	TRANSMANTARO
may-11	LT 220kV Conococha-Huallanca y Subestaciones Asociadas	ATN
may-11	LT 220kV Huallanca-Cajamarca y Subestaciones Asociadas	ATN
jul-11	Repotenciación L.T. Mantaro - Socabaya 505 MVA (2)	TRANSMANTARO
jul-11	S.E. Cotaruse 220 kV – 2 reactores 50 MVAR	TRANSMANTARO
jul-11	S.E. Socabaya 220 kV - SVC -300/100 MVAR	TRANSMANTARO
ago-11	L.T. Chiclayo Oeste – Piura Oeste 220 kV (segunda terna)	REP

Fecha de Ingreso	Proyecto	Empresa
sep-11	L.T. Independencia – Ica 220 kV (3)	REP
sep-11	L.T. Ica – Marcona 220 kV (3)	REP
ene-12	Adecuación integral SS.EE. Chavarría, San Juan Santa Rosa, Ventanilla y Zapallal (4)	REP
jul-12	L.T. Fénix - Chilca Nueva 500 kV	TRANSMANTARO
ago-12	L.T. Talara - Piura 220 kV	TRANSMANTARO
ago-12	L.T. Zapallal - Trujillo 500 kV	TRANSMANTARO
ago-12	L.T. Mantaro - Caraveli - Montalvo 500 kV	Caraveli Cotaruse Transmisora de Energía
ago-12	L.T. Machupicchu - Cotaruse 220 kV - 2 x 180 MVA	Caraveli Cotaruse Transmisora de Energía
sep-12	L.T. Pomacocha - Carhuamayo 220 kV	TRANSMANTARO
oct-12	L.T. Termochilca - Chilca Nueva 500 kV	TRANSMANTARO
ene-13	L.T. Machupicchu - Abancay - Cotaruse 220 kV - 180 MVA	TRANSMANTARO
mar-13	L.T. Tintaya-Socabaya 220 kV y Subestaciones Asociadas	Transmisora Eléctrica del Sur

(1) Ampliación 5 REP

(2) La repotenciación incluye la ampliación de la compensación serie a 65 %, la adición de 2 reactores de 50 MVAR en la S.E. Cotaruse y la instalación de un SVC de 300 MVAR Capacitivos y 100 MVAR Inductivos en la S.E. Socabaya 220 kV. Se indica la nueva capacidad de transformación que tiene efectos sobre el Plan vinculante.

(3) Ampliación de capacidad de transmisión a 180 MVA

(4) La adecuación consta del reemplazo de los equipos existentes de las subestaciones con el fin de soportar las nuevas condiciones de crecimiento del nivel de cortocircuito derivadas del desarrollo del sistema de transmisión 220 kV y 500 kV y de los nuevos proyectos de generación eléctrica. La adecuación consta del reemplazo de los equipos existentes de las subestaciones con el fin de soportar las nuevas condiciones de crecimiento del nivel de cortocircuito derivadas del desarrollo del sistema de transmisión 220 kV y 500 kV y de los nuevos proyectos de generación eléctrica.

---

## 4. ANEXOS

- ANEXO A : Propuesta Tarifaria de REP, Regulación Tarifa en Barra, mayo 2011 – abril 2012.
- ANEXO B : Propuesta Tarifaria del Sistema Principal de Transmisión de ETESELVA, período mayo 2011 – abril 2012.
- ANEXO C : Propuesta del Peaje por conexión de REDESUR para la Fijación Tarifaria, período, mayo 2011 – abril 2012.
- ANEXO D : Propuesta Tarifaria de CONSORCIO TRANSMANTARO, Regulación Tarifa en Barra, mayo 2011 – abril 2012.
- ANEXO E : Propuesta Tarifaria de ISA Perú, Regulación Tarifa en Barra, mayo 2011 – abril 2012.
- ANEXO F : Propuesta Tarifaria del Sistema Principal de Transmisión de SAN GABÁN, período mayo 2011 – abril 2012.
- ANEXO G : Estudio de COyM del SPT de ANTAMINA para la Fijación Tarifaria de mayo 2011 – abril 2012.
- ANEXO H : Propuesta Tarifaria del Sistema Garantizado de Transmisión de ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE S.A., período mayo 2011 – abril 2012.