

**SUBCOMITÉ DE TRANSMISORES DEL COES**

**PROPUESTA TARIFARIA DEL SUBCOMITÉ DE  
TRANSMISORES DEL COES  
REGULACIÓN TARIFA EN BARRA MAYO 2009- ABRIL 2010**

**FEBRERO 2009**

## INDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUCCION.....</b>	<b>6</b>
<b>2</b>	<b>INFORMACIÓN UTILIZADA PARA LA ELABORACIÓN DEL ESTUDIO .....</b>	<b>6</b>
<b>3</b>	<b>VNR, COyM, INGRESO TARIFARIO, PEAJE Y PRECIOS EN BARRA .....</b>	<b>7</b>
	3.1 <i>INTRODUCCION.....</i>	<i>7</i>
	3.2 <i>COSTO TOTAL DE TRANSMISION.....</i>	<i>7</i>
	3.2.1 <i>VNR DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION Y COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LAS EMPRESAS DE TRANSMISIÓN .....</i>	<i>7</i>
	3.2.2 <i>VNR DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION DEL SEIN Y COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....</i>	<i>13</i>
	3.3 <i>CALCULO DEL INGRESO TARIFARIO .....</i>	<i>15</i>
	3.4 <i>GARANTÍA POR RED PRINCIPAL DEL PROYECTO CAMISEA .....</i>	<i>16</i>
	3.5 <i>PEAJE DE CONEXIÓN DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN .....</i>	<i>16</i>
<b>4</b>	<b>PLAN DE OBRAS DE TRANSMISIÓN .....</b>	<b>17</b>
<b>5</b>	<b>FORMULAS DE REAJUSTE.....</b>	<b>17</b>

## RELACIÓN DE CUADROS

		Pág.
Cuadro No 3.1	VNR - REP.....	8
Cuadro No 3.2	COyM - REP.....	8
Cuadro No 3.3	VNR - ETESELVA.....	9
Cuadro No 3.4	COyM – ETESELVA.....	9
<b>Cuadro No 3.5</b>	VNR – REDESUR.....	10
Cuadro No 3.6	COyM - REDESUR.....	10
Cuadro No 3.7	LIQUIDACIÓN REDESUR PERIODO 2008-2009.....	10
<b>Cuadro No 3.8</b>	VNR - CONSORCIO TRANSMANTARO.....	11
Cuadro No 3.9	COyM - CONSORCIO TRANSMANTARO.....	11
Cuadro No 3.10	LIQUIDACIÓN TRANSMANTARO PERIODO 2008-2009.....	11
Cuadro No 3.11	VNR – ISA PERÚ.....	12
Cuadro No 3.12	COyM – ISA PERÚ.....	12
Cuadro No 3.13	LIQUIDACIÓN ISA PERÚ PERIODO 2008–2009.....	12
Cuadro No 3.14	VNR – SAN GABÁN.....	12

Cuadro <b>No 3.15</b>	COyM – SAN GABÁN.....	13
Cuadro No 3.16	VNR – ANTAMINA.....	13
Cuadro No 3.17	COyM - ANTAMINA.....	13
Cuadro No <b>3.18</b>	VNR DEL SISTEMA PRINCIPAL - SEIN .....	14
Cuadro No 3.19	COyM DEL SISTEMA PRINCIPAL – SEIN.....	15
Cuadro No 3.20	INGRESOS TARIFARIOS – SEIN .....	15
Cuadro No 3.21	CALCULO DE PEAJE UNITARIO .....	16
Cuadro No 4.1	PLAN DE OBRAS DE TRANSMISIÓN .....	17
Cuadro No 5.1	FACTORES DE ACTUALIZACIÓN.....	19

## ANEXOS

### ANEXO A: VNR y COyM DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN DEL SEIN

A1: DOCUMENTACIÓN DE REP

A2: DOCUMENTACIÓN DE ETESELVA

A3: DOCUMENTACIÓN DE REDESUR

A4: DOCUMENTACIÓN DE TRANSMANTARO

A5: DOCUMENTACIÓN DE ISA PERÚ

A6: DOCUMENTACIÓN DE SAN GABÁN

A7: DOCUMENTACIÓN DE ANTAMINA

### ANEXO B: INGRESO TARIFARIO Y PEAJE

## 1 INTRODUCCION

Conforme el Artículo 14° del Reglamento del COES (D.S. 027-2008-EM publicado el 03 de mayo de 2008) el Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores en la parte que les corresponda, elaborarán el estudio y la propuesta anual para la fijación de las Tarifas en Barra aplicable al Mercado Regulado, siguiendo lo establecido en los artículos 47° a 51° de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RCLE), demás normas y Procedimientos correspondientes.

Asimismo, con fecha 23 de julio del 2006 se ha publicado en el diario El Peruano la Ley N° 28832 "Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica" que ha modificado los artículos 47° y 51° de la LCE.

Es por ello, que en función a todo esto, el Subcomité de Transmisores del COES presenta el Estudio Técnico – Económico al OSINERGMIN con las propuestas de Tarifas de Transmisión del Sistema Principal y Garantizado como parte del Procedimiento para la Fijación de los Precios en Barra del periodo Mayo 2009-Abril 2010.

## 2 INFORMACIÓN UTILIZADA PARA LA ELABORACIÓN DEL ESTUDIO

Para la elaboración del presente informe se ha utilizado la información que se lista a continuación:

- a) Informe de VNR de las empresas de transmisión: REP, ETESELVA, REDESUR, TRANSMANTARO, ISA PERU, SAN GABÁN y ANTAMINA.
- b) Informe de COyM de las empresas de transmisión: REP, ETESELVA, REDESUR, TRANSMANTARO, ISA PERU, SAN GABÁN y ANTAMINA.
- c) Archivo de Demanda, remitido por el Subcomité de Generadores del COES, que forma parte de su Estudio Técnico-Económico para la Fijación de Tarifas en Barra del periodo Mayo 2009 – Abril 2010.
- d) Archivos de Salida del Perseo, remitido por el Subcomité de Generadores del COES, que forma parte de su Estudio Técnico-Económico para la Fijación de Tarifas en Barra del periodo Mayo 2009 – Abril 2010.

### **3 VNR, COyM, INGRESO TARIFARIO, PEAJE Y PRECIOS EN BARRA**

#### **3.1 INTRODUCCIÓN**

El Sistema Principal de Transmisión (en adelante "SPT") del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) comprende un conjunto de instalaciones que han sido calificadas por el Ministerio de Energía y Minas.

Las instalaciones del SPT y del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante "SST") son aquellas instalaciones calificadas como tales al amparo de la LCE y cuya puesta en operación comercial se han producido antes de la promulgación de la Ley N° 28832. Se ha definido el Sistema Garantizado de Transmisión (en adelante "SGT") del SEIN que está conformado por las instalaciones del Plan de Transmisión cuya concesión y construcción sean resultado de un proceso de licitación pública. Sin embargo, para el periodo de mayo 2009 a abril 2010 no se iniciará la operación comercial de estas instalaciones.

Por lo tanto, en el cálculo del Ingreso Tarifario y Peaje de Conexión se han tomado en consideración las instalaciones de transmisión definidas como parte del SPT del SEIN conforme lo establecen las Resoluciones Ministeriales N° 166-167-168-2001-EM/VME de fecha 6 de abril de 2001, las cuales se basan en los Informes SEG/CTE N° 011-2001 y N° 015-2001 de la ex - CTE (hoy OSINERGMIN) y Resoluciones de OSINERG N° 1450,1472-2002-OS/CD y OSINERG N° 259-2004-OS/CD.

Asimismo, teniendo en consideración lo establecido en el Art. 27° del RIEE publicado el 24.11.2005, se ha incluido como parte del SPT la L.T Zorritos - Zarumilla en 220 kV.

El Subcomité de Transmisores del COES presenta a continuación la propuesta del Costo Total de Transmisión, sustentada por las respectivas empresas de Transmisión.

#### **3.2 COSTO TOTAL DE TRANSMISIÓN**

##### **3.2.1 VNR DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN Y COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LAS EMPRESAS DE TRANSMISIÓN**

###### **3.2.1.1 REP**

###### **Valor Nuevo de Reemplazo**

Para el desarrollo del presente Estudio, REP ha presentado la actualización del VNR de las instalaciones que forman parte del SPT de su concesión, ya que la última actualización se realizó en el año 2005 (actualización del VNR cada 4 años); sin embargo, no se están actualizando las Líneas de Transmisión: (i) L-2280 Zorritos-Zarumilla 220 kV, y (ii) L-1120 Huanuco-Paragsha II 138 kV, puesto que la última actualización del VNR de estas instalaciones se realizó en el 2006. La actualización del VNR de REP se muestra en el Cuadro N° 3.1.

**Cuadro No 3.1  
VNR - REP**

INSTALACIÓN	VNR (US\$)
L.T. Zorritos - Zarumilla 220 kV	5,136,435
L.T. Talara - Piura Oeste 220 kV	7,944,941
SE Talara - Reactor 20 MVAR	733,104
SE Piura Oeste - Reactor 20 MVAR	551,634
L.T. Chiclayo Oeste - Guadalupe 220kV	6,716,961
SE Chiclayo Oeste - SVC +/-30 MVAR	3,128,254
L.T. Guadalupe - Trujillo Norte 220 kV	8,051,839
SE Guadalupe - Transformador 220/60/10kV; 60 MVA	4,037,994
SE Guadalupe - Reactor 20 MVAR	709,692
SE Trujillo Norte SVC +30/-20 MVAR	3,177,429
L.T. Chimbote 1 - Paramonga Nueva 220 kV	16,185,965
SE Chimbote 1 - Bancos 20 + 15 MVAR	295,434
L.T. Paramonga Nueva - Huacho 220 kV	4,602,402
SE Paramonga Nueva - Reactor 40 MVAR	869,414
L.T. Huacho - Zapallal 220 kV	9,632,213
L.T. Chavarría - Santa Rosa 220 kV	2,634,408
SE San Juan - Bancos 30 + 15 MVAR	3,307,561
L.T. Paragsha II - Huánuco 220 kV	6,101,927
SE Huánuco - Banco 2.2 MVAR	119,545
L.T. Huánuco - Tingo María 220 kV	7,219,938
SE Tingo María - Banco 2.2 MVAR	116,516
L.T. Cerro Verde - Repartición 138 kV	2,723,610
L.T. Repartición - Mollendo 138 kV	4,362,410
L.T. Tintaya - Azángaro 138 kV	9,066,768
SE Tintaya - SVC +/- 15 MVAR	1,269,757
L.T. Dolorespata - Quencoro 138 kV	879,774
L-2224 - Celda en SE Pachachaca	797,059
C.Control Principal - Lima	1,969,425
C.Control Respaldo - Arequipa	904,041
<b>TOTAL VNR</b>	<b>113,246,451</b>

**Costos de Operación y Mantenimiento**

La empresa REP ha presentado su propuesta del COyM con los costos actualizados para la presente fijación tarifaria, la cual se muestra en el Cuadro No 3.2.

**Cuadro No 3.2  
COyM - REP**

DESCRIPCIÓN	TOTAL (US\$)
COyM	4 226 363

**Liquidación Período Tarifario mayo 2008 – abril 2009**

La empresa REP ha presentado la liquidación anual de sus ingresos de forma preliminar del periodo mayo 2008 – abril 2009, conforme lo establece la normativa vigente.

### Ajuste por Remuneración Anual (RA)

En función a los cálculos e índices de actualización preliminares, la empresa REP ha presentado los cálculos de las componentes de la Remuneración Anual para el periodo Mayo 2009-Abril 2010 a fin de determinar la Remuneración que corresponde recaudarse por concepto de las instalaciones del SPT, de conformidad con la metodología de cálculo establecida en su contrato de concesión.

En el Anexo A1 se adjunta la propuesta realizada por REP.

#### 3.2.1.2 ETESELVA

##### Valor Nuevo de Reemplazo

Se ha considerado el VNR de las instalaciones de ETESELVA, en el Cuadro No 3.3 se muestra el VNR utilizado.

**Cuadro No 3.3  
VNR - ETESELVA**

INSTALACIÓN	VNR (US\$)
SE Tingo María – Reactor 30 MVAR	22 363 449
SE Tingo María – Autotransformador 220/138 kV; 40 MVA	
L.T. Vizcarra - Paramonga Nueva 220 kV	
<b>TOTAL VNR</b>	<b>22 363 449</b>

##### Costos de Operación y Mantenimiento

La empresa ETESELVA ha informado que el COyM de sus instalaciones del Sistema Principal de Transmisión, en el Cuadro No 3.4 se muestra el COyM utilizado. En el Anexo A2 se adjunta la propuesta correspondiente.

**Cuadro No 3.4  
COyM – ETESELVA**

DESCRIPCIÓN	TOTAL (US\$)
COyM	1 216 336

#### 3.2.1.3 REDESUR

##### Valor Nuevo de Reemplazo

La empresa REDESUR ha informado el VNR de sus instalaciones según se muestra en el Cuadro No 3.5.

**Cuadro No 3.5  
VNR – REDESUR**

INSTALACIÓN	VNR (US\$)
L.T. Socabaya - Montalvo 220 kV	84 893 803
L.T. Montalvo – Tacna 220 kV	
L.T. Montalvo – Puno 220 kV	
<b>TOTAL VNR</b>	<b>84 893 803</b>

**Costos de Operación y Mantenimiento**

La empresa REDESUR ha informado el COyM según se muestra en el Cuadro No 3.6.

**Cuadro No 3.6  
COyM - REDESUR**

DESCRIPCIÓN	TOTAL (US\$)
COyM	2 412 058

**Liquidación Período Tarifario marzo 2008 – febrero 2009**

La empresa REDESUR ha informado la Liquidación anual de sus ingresos del período marzo 2008 - febrero 2009 de manera preliminar, el cálculo final debe efectuarse cuando se cuente con los valores de ingresos y tasas de cambio para los meses de setiembre 2008 a febrero 2009. La Liquidación preliminar se muestra en el Cuadro No 3.7.

En el Anexo A3 se adjunta la información remitida por REDESUR.

**Cuadro No 3.7  
LIQUIDACIÓN REDESUR PERIODO 2008-2009**

DESCRIPCIÓN	TOTAL (US\$)
LIQUIDACIÓN	211 507

**3.2.1.4 CONSORCIO TRANSMANTARO**

**Valor Nuevo de Reemplazo**

La empresa TRANSMANTARO ha informado el VNR preliminar de sus instalaciones, dicho valor se muestra en el Cuadro No 3.8.

**Cuadro No 3.8  
VNR - CONSORCIO TRANSMANTARO**

INSTALACIÓN	VNR (US\$)
L.T. Mantaro - Socabaya 220 kV	205 103 283
Addendum N° 5 al Contrato BOOT	7 816 534
<b>TOTAL VNR</b>	<b>212 919 817</b>

**Costos de Operación y Mantenimiento**

De acuerdo a lo informado por TRANSMANTARO, los costos de operación y mantenimiento preliminares se muestran en el Cuadro No 3.9.

**Cuadro No 3.9  
COyM - CONSORCIO TRANSMANTARO**

DESCRIPCIÓN	TOTAL (US\$)
COyM	5 806 730

**Liquidación Período Tarifario marzo 2008 – febrero 2009**

La empresa TRANSMANTARO ha informado de forma preliminar la liquidación anual de sus ingresos del periodo marzo 2008 – febrero 2009, dicho valor se muestra en el Cuadro No 3.10.

En el Anexo A4 se adjunta la información remitida por TRANSMANTARO.

**Cuadro No 3.10  
LIQUIDACIÓN TRANSMANTARO PERIODO 2008-2009**

DESCRIPCIÓN	TOTAL (US\$)
LIQUIDACIÓN	503 871

**3.2.1.5 ISA PERU**

**Valor Nuevo de Reemplazo y COyM**

La empresa ISA PERÚ ha informado, los valores de VNR y COyM de sus instalaciones, dichos Valores se muestran en los Cuadros No 3.11 y 3.12.

**Cuadro No 3.11  
VNR – ISA PERÚ**

INSTALACIÓN	VNR (US\$)
L.T. Pachachaca - Oroya Nueva 220 Kv	60 472 804
L.T. Oroya-Carhuamayo-Paragsha-Vizcarra - 220 kv	
<b>TOTAL VNR</b>	<b>60 472 804</b>

**Cuadro No 3.12  
COyM – ISA PERÚ**

DESCRIPCIÓN	TOTAL (US\$)
COyM	1 814 184

**Liquidación Período marzo 2008 – febrero 2009**

La empresa ISA PERÚ ha informado de forma preliminar la Liquidación anual de sus ingresos para el periodo marzo 2008 - febrero 2009, dicho valor se muestra en el Cuadro No 3.13.

En el Anexo A5 se adjunta la información remitida por ISA PERÚ.

**Cuadro No 3.13  
LIQUIDACIÓN ISA PERÚ PERIODO 2008–2009**

DESCRIPCIÓN	TOTAL (US\$)
LIQUIDACIÓN	145 192

**3.2.1.6 SAN GABAN – TRANSMISION**

La empresa SAN GABÁN ha informado, los valores de VNR y COyM de sus instalaciones, estas se muestran en los Cuadros No 3.14 y 3.15.

En el Anexo A6 se adjunta la información remitida por SAN GABÁN.

**Cuadro No 3.14  
VNR – SAN GABÁN**

INSTALACIÓN	VNR (US\$)
Celda en 138kV – SE Azángaro	629 002
<b>TOTAL VNR</b>	<b>629 002</b>

**Cuadro No 3.15  
COyM – SAN GABÁN**

DESCRIPCIÓN	TOTAL (US\$)
COyM	66 966

**3.2.1.7 ANTAMINA – TRANSMISIÓN**

La empresa ANTAMINA ha informado, los valores de VNR y COyM de sus instalaciones, estas se muestran en los Cuadros No 3.16 y 3.17.

En el Anexo A7 se adjunta la información remitida por ANTAMINA.

**Cuadro No 3.16  
VNR – ANTAMINA**

INSTALACIÓN	VNR (US\$)
Celda L-253 en 220kV – SE Vizcarra	1 411 747
<b>TOTAL VNR</b>	<b>1 411 747</b>

**Cuadro No 3.17  
COyM - ANTAMINA**

DESCRIPCIÓN	TOTAL (US\$)
COyM	34 238

**3.2.2 VNR DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN DEL SEIN Y COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**

En el Cuadro No 3.18 se muestra el cuadro resumen del VNR del Sistema Principal de Transmisión.

**Cuadro No 3.18  
VNR DEL SISTEMA PRINCIPAL - SEIN**

CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	TITULAR	VNR (US\$)
L-2280	Zorritos	Zarumilla	REP	5 136 435
L-2248	Talara	Piura Oeste	REP	7 944 941
SE Talara	Reactor 20 MVAR		REP	733 104
SE Piura Oeste	Reactor 20 MVAR		REP	551 634
L-2236	Chiclayo Oeste	Guadalupe	REP	6 716 961
SE Chiclayo Oeste	SVC +/- 30 MVA		REP	3 128 254
L-2234	Guadalupe	Trujillo Norte	REP	8 051 839
SE Guadalupe	Transformador 220/60/10kV; 60MVA		REP	4 037 994
SE Guadalupe	Reactor 20 MVAR		REP	709 692
SE Trujillo Norte	SVC +30/-20 MVAR		REP	3 177 429
L-2215	Chimbote 1	Paramonga Nueva	REP	16 185 965
SE Chimbote	Bancos 20 + 15 MVAR		REP	295 434
L-2213	Paramonga Nueva	Huacho	REP	4 602 402
SE Paramonga Nueva	Reactor 40 MVAR		REP	869 414
L-2212	Huacho	Zapallal	REP	9 632 213
L-2003/2004	Chavarría	Santa Rosa	REP	2 634 408
SE San Juan	Bancos 30 + 15 MVAR		REP	3 307 561
L-1120	Paragsha II	Huánuco	REP	6 101 927
SE Huánuco	Banco 2.2 MVAR		REP	119 545
L-1121	Huánuco	Tingo María	REP	7 219 938
SE Tingo María	Banco 2.2 MVAR		REP	116 516
L-1029	Cerro Verde	Repartición	REP	2 723 610
L-1030	Repartición	Mollendo	REP	4 362 410
L-1006	Tintaya	Azángaro	REP	9 066 768
SE Tintaya	SVC +/- 15 MVA		REP	1 269 757
L-1004	Dolorespata	Quencoro	REP	879 774
L-2224	Celda en SE Pachachaca		REP	797 059
C.Control Principal	Lima		REP	1 969 425
C.Control Respaldo	Arequipa		REP	904 041
SE Azángaro	Celda en 138 kV		SAN GABÁN	629 002
SE Tingo María	Reactor 30 MVAR		ETESELVA	22 363 449
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	1 411 747
L-2025 L-2026	Socabaya	Montalvo	REDESUR	84 893 803
L-2029	Montalvo	Tacna	REDESUR	
L-2030	Montalvo	Puno	REDESUR	
L-2053 L-2054	Mantaro	Socabaya	TRANSMANTARO	205 103 283
	Addendum N° 5 al Contrato BOOT		TRANSMANTARO	7 816 534
L-224	Pachachaca	Oroya Nueva	ISA	60 472 804
L-2259 L-2258 L-2254	Oroya-Carhuamayo-Paragsha-Vizcarra		ISA	

REP	113 246 451
SAN GABÁN TRANSMISIÓN	629 002
ETESELVA	22 363 449
ANTAMINA	1 411 747
REDESUR	84 893 803
TRANSMANTARO	212 919 817
ISA	60 472 804
<b>TOTAL SEIN</b>	<b>495 937 074</b>

En el Cuadro No 3.19 se muestra el cuadro resumen del COyM del Sistema Principal de Transmisión.

**Cuadro No 3.19**  
**COyM DEL SISTEMA PRINCIPAL – SEIN**

EMPRESA DE TRANSMISIÓN	COSTO DE OyM (US\$/Año)
REP	4 226 363
SAN GABÁN TRANSMISIÓN	66 966
ETESELVA	1 216 336
ANTAMINA	34 238
REDESUR	2 412 058
TRANSMANTARO	5 806 730
ISA	1 814 184
<b>TOTAL SEIN</b>	<b>15 576 875</b>

### 3.3 CALCULO DEL INGRESO TARIFARIO

En el Cuadro No 3.20 se muestra el Ingreso Tarifario de Potencia y Energía.

**Cuadro No 3.20**  
**INGRESOS TARIFARIOS – SEIN**

CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	IT ENERGÍA (US\$/Año)	IT POTENCIA (US\$/Año)	ING. TARIF. (US\$/Año)
L-2280	Zorritos	Zarumilla	0	0	0
L-2248	Talara	Piura Oeste	33 000	0	33 000
L-2236	Chiclayo Oeste	Guadalupe	0	0	0
L-2234	Guadalupe	Trujillo Norte	0	0	0
SE Guadalupe	Transformador 220/60/10kV, 60MVA		1 859	0	1 859
L-2215	Chimbote 1	Paramonga Nueva	18 749	0	18 749
L-2212/L-2213	Paramonga Nueva	Zapallal	5 983	0	5 983
L-2003/L-2004	Chavarría	Santa Rosa	0	0	0
L-1120	Paragsha II	Huánuco	0	0	0
L-1121	Huánuco	Tingo María	0	0	0
L-1029/L-1030	Cerro Verde	Mollendo	0	0	0
L-1006	Tintaya	Azángaro	11 100	0	11 100
L-1004	Dolorespata	Quencoro	2 853	0	2 853
SE Azágaro	Celda de LT en 138 kV		0	0	0
SE Tingo María	Autotransformador 220/138 kV, 40 MVA		0	0	0
L-253	Vizcarra	Paramonga Nueva	65 922	0	65 922
SE Vizcarra	Celda L-253 en 220 kV		0	0	0
L-2025 L-2026	Socabaya	Montalvo	3 157	0	3 157
L-2029	Montalvo	Tacna	7 266	0	7 266
L-2030	Montalvo	Puno	999	0	999
L-2053 L-2054	Mantaro	Socabaya	287 599	0	287 599
L-224	Pachachaca	Oroya Nueva	0	0	0
L-2259 L-2258 L-2254	Oroya-Carhuamayo-Paragsha-Vizcarra		16 602	0	16 602
REP			73 543	0	73 543
SAN GABÁN TRANSMISIÓN			0	0	0
ETESELVA			65 922	0	65 922
ANTAMINA			0	0	0
REDESUR			11 422	0	11 422
TRANSMANTARO			287 599	0	287 599
ISA			16 602	0	16 602
<b>TOTAL SEIN</b>			<b>455 088</b>	<b>0</b>	<b>455 088</b>

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, el cual señala que "..., 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."

### 3.4 GARANTÍA POR RED PRINCIPAL DEL PROYECTO CAMISEA

Cabe indicar que, de acuerdo Informe N° 0185-2008-GART que determina el Peaje por GRP para el quinto 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 2008 es de 0.276 US\$/kW-mes igual a 3.485 US\$/kW-año y dicho cargo debe ser adicionado al PCSPT.

Asimismo, es necesario precisar que el OSINERGMIN de acuerdo a lo establecido en la Resolución OSINERG N° 077-2004-OS/CD donde se aprueba el procedimiento de "Cálculo de Garantía por Red Principal (GRP) del Proyecto Camisea", indica que el OSINERGMIN establecerá el nuevo valor de GRP para el período de mayo 2009 - abril 2010. Por tanto, el valor del GRP considerado en el presente estudio es un valor preliminar.

### 3.5 PEAJE DE CONEXIÓN DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

El Cuadro N° 3.21 nos muestra el cálculo del peaje unitario.

**Cuadro No 3.21**  
**CALCULO DE PEAJE UNITARIO**  
**Período mayo 2009 - abril 2010**

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	18 285 192		18 285 192	73 543	18 211 649	4.201
SAN GABÁN TRANSMISIÓN	145 053			0	145 053	0.033
ETESELVA	3 992 616			65 922	3 926 694	0.906
ANTAMINA	209 497			0	209 497	0.048
REDESUR	12 980 299	211 507		11 422	13 180 384	3.041
TRANSMANTARO	32 258 980	503 871		287 599	32 475 252	7.492
ISA	9 321 499	145 192		16 602	9 450 089	2.180
GRP TGP						3.254
GRP GNLC						0.231
<b>TOTAL</b>						<b>21.386</b>

<sup>(1)</sup> Incluye la Garantía por Red Principal del Proyecto Camisea  
Máxima Demanda 2009: 4584.81 MW  
Factor de MD Clientes: 0.9455  
Máxima Demanda Ventas: 4436 MW

En el Anexo B se muestra las hojas de cálculo respectivas, las que se remiten por medio digital.

#### 4 PLAN DE OBRAS DE TRANSMISIÓN

El Cuadro N° 4.1 muestra el Plan de Obras de Transmisión para el periodo Mayo 2009 – Abril 2010.

**Cuadro No 4.1**  
**PLAN DE OBRAS DE TRANSMISIÓN**  
**Período mayo 2009 - abril 2010**

PROYECTO	TENSIÓN (kV)	FECHA
LT Chilca – El Platanal – TRANSMANTARO	220	Ago 2009
LT Chilca – La Planicie – Zapallal (2 ternas) – TRANSMANTARO	220	May 2010
LT Carhuaquero – Cerro Corona – ABENGOA	220	Nov 2010
LT Cajamarca – Huallanca (2 ternas) – ABENGOA	220	Nov 2010
LT Huallanca – Conococha (2 ternas) – ABENGOA	220	Nov 2010
LT Conococha – Paragsha – ABENGOA	220	Nov 2010
LT Paragsha – Carhuamayo (2 ternas) – ABENGOA	220	Nov 2010
Enlace Huallanca Nueva – Huallanca Existente – ABENGOA	138	Nov 2010
Enlace Carhuamayo 138 kV – Enlace 220 kV – ABENGOA	138	Nov 2010
LT Machupicchu – Cotaruse (2 ternas) – ISONOR	220	Mar 2011
LT Mantaro – Caravelí – Montalvo – ISONOR	500	Mar 2011
LT Chilca – Zapallal – TRANSMANTARO	500	Mar 2011

#### 5 FORMULAS DE REAJUSTE

Las fórmulas de actualización se determinan sobre la base de los porcentajes de participación en el CMA de los recursos provenientes del extranjero (moneda extranjera), los recursos de procedencia local (moneda nacional), los costos del Aluminio y los costos del Cobre.

A partir de estas las fórmulas se determina el Factor de Actualización (FA), los cuales se aplican a los valores fijados en cada Resolución de acuerdo con las condiciones de aplicación señaladas en la misma. La fórmula para determinar el FA es la siguiente:

$$FA = \left( a \frac{Tc}{Tc_0} + b \frac{IPM}{IPM_0} + c \frac{Pc}{Pc_0} + d \frac{Pal}{Pal_0} \right)$$

Donde:

FA : Factor de actualización

TC : Tipo de cambio para el Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, calculado por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP del Perú, cotización de oferta y demanda, tipo de cambio promedio ponderado, valor venta correspondiente al último día hábil del mes anterior al de su aplicación, publicado en el Diario Oficial El Peruano, o el que lo reemplace.

TCO: Tipo de cambio inicial, calculado por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP del Perú, cotización de oferta y demanda, tipo de cambio promedio ponderado, correspondiente al valor de venta del último día hábil del mes de marzo del año de entrada en vigencia de los peajes y compensaciones, publicado en el Diario Oficial El Peruano, o el que lo reemplace.

IPM : Índice General al Por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática. Se tomará el valor del mes anterior al de su aplicación, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

IPMO : Índice General al Por Mayor inicial, el cual corresponde al mes de marzo del año de entrada en vigencia de los peajes y compensaciones, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

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

PcO = Índice inicial del Precio del Cobre, se calcula de manera similar al Pc pero con los últimos 12 meses anteriores al mes de abril del año de entrada en vigencia de los peajes y compensaciones.

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

PalO= Índice inicial del precio del Aluminio, se calcula de manera similar al Pal pero con los datos de las últimas cincuenta y dos (52) semanas anteriores al mes de abril del año de entrada en vigencia de los peajes y compensaciones.

a : Porcentaje de participación del costo de procedencia extranjera (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).

b : Porcentaje de participación del costo de procedencia nacional (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).

c : Porcentaje de participación de costos del Aluminio

d : Porcentaje de participación de costos del Cobre

En el Cuadro N° 5.1, se presentan los coeficientes a, b, c y d, de la fórmula de actualización, los que resultan del cociente del valor de cada componente entre el valor total.

**Cuadro No 5.1**  
**FACTORES DE ACTUALIZACIÓN**  
**Período mayo 2009 - abril 2010**

INSTALACION	COEFICIENTES				
	Procedencia Extranjera	Procedencia Nacional	Aluminio	Cobre	TOTAL
Líneas de Transmisión	0,2387	0,6632	0,0981	-	1,0000
Subestaciones	0,4671	0,5069	-	0,0260	1,0000
<b>TOTAL</b>	<b>0,3003</b>	<b>0,6211</b>	<b>0,0717</b>	<b>0,0070</b>	<b>1,0000</b>

San Isidro, 04 de febrero de 2009