

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.	ETSELVA 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.	ETSELVA 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
VNR TOTAL REP			113 578 787

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
VNR TOTAL ETESELVA			19 545 471

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
VNR TOTAL REDESUR			87 083 179

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
VNR TOTAL TRANSMANTARO		52 233 900

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

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

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" litera "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-22254	Oroya-Carhuamayo-Paragsha-Vizcarra		62 360 787
VNR TOTAL ISA PERÚ			66 088 409

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
VNR TOTAL SAN GABÁN			697 285

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
VNR TOTAL ANTAMINA			656 170

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
VNR TOTAL ATN		99,442,160.00

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
TOTAL SEIN			750 762 228

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

Etapas	Instalación	COyM (US \$)
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
	COyM SGT TRANSMANTARO	3 510 327

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

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

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

Etapas	Instalación	COyM (US \$)
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
VNR TOTAL ATN		99,442,160.00

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
TOTAL SEIN		25 265 509	

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
Total RA (2009-2010)	86 671 563

Concepto	US\$
RA	86 671 563
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	ENERGIA Base Santa Rosa		POTENCIA Base Santa Rosa
	Punta	Fuera Punta	
Zorritos	1.0443	1.0777	1,0000
Talara	1.0420	1.0752	1,0000
Piura Oeste	1.0639	1.0936	1,0000

BARRAS BASE	ENERGIA Base Santa Rosa		POTENCIA Base Santa Rosa
	Punta	Fuera Punta	
Chiclayo Oeste	1.0562	1.0809	1,0000
Carhuaquero 220	1.0384	1.0574	1,0000
Guadalupe 220	1.0554	1.0744	1,0000
Guadalupe 60	1.0587	1.0771	1,0000
Cajamarca	1.0469	1.0584	1,0000
Trujillo Norte	1.0461	1.0598	1,0000
Chimbote 1 220	1.0346	1.0475	1,0000
Chimbote 1 138	1.0355	1.0479	1,0000
Paramonga N 220	1.0162	1.0223	1,0000
Paramonga N 138	1.0151	1.0228	1,0000
Paramonga 138	1.0142	1.0248	1,0000
Huacho	1.0047	1.0153	1,0000
Zapallal	0.9996	1.0006	1,0000
Ventanilla	0.9996	0.9991	1,0000
Chavarría	1.0015	1.0017	1,0000
Santa Rosa	1.0000	1.0000	1,0000
San Juan	0.9951	0.9957	1,0000
Cantera	0.9917	0.9969	1,0000
Independencia	0.9993	1.0075	1,0000
Ica	1.0093	1.0185	1,0000
Marcona	1.3203	1.8839	1,0000
Mantaro	0.9811	0.9851	1,0000
Huayucachi	0.9887	0.9921	1,0000
Pachachaca	0.9890	0.9933	1,0000
Huancavelica	0.9865	0.9921	1,0000
Callahuanca ELP	0.9926	0.9957	1,0000
Cajamarquilla	0.9992	1.0029	1,0000
Huallanca 138	1.0100	1.0266	1,0000
Vizcarra	1.0132	1.0204	1,0000
Tingo María 220	1.0035	1.0077	1,0000
Aguaytía 220	0.9935	1.0011	1,0000
Aguaytía 138	0.9956	1.0050	1,0000
Aguaytía 22,9	0.9948	1.0043	1,0000
Pucallpa 138	1.0130	1.0183	1,0000
Pucallpa 60	1.0140	1.0191	1,0000

BARRAS BASE	ENERGIA Base Santa Rosa		POTENCIA Base Santa Rosa
	Punta	Fuera Punta	
Aucayacu	1.0302	1.0134	1,0000
Tocache	1.0468	1.0229	1,0000
Tingo María 138	1.0230	1.0092	1,0000
Huánuco 138	1.0427	1.0135	1,0000
Paragsha II 138	1.0034	1.0130	1,0000
Paragsha 220	1.0014	1.0095	1,0000
Yaupi 138	0.9878	0.9973	1,0000
Yuncan 138	0.9878	0.9973	1,0000
Yuncan 220	0.9911	1.0002	1,0000
Oroya Nueva 220	0.9921	0.9976	1,0000
Oroya Nueva 138	0.9964	1.0053	1,0000
Oroya Nueva 50	0.9930	1.0006	1,0000
Carhuamayo 138	0.9988	1.0087	1,0000
Carhuamayo 220	0.9973	1.0053	1,0000
Caripa 138	1.0014	1.0113	1,0000
Chilca 220	0.9809	0.9840	1,0000
Condorcocha 138	1.0055	1.0147	1,0000
Condorcocha 44	1.0055	1.0147	1,0000
Desierto 220	0.9949	0.9993	1,0000
Machupicchu	1.0952	1.0975	1,0000
Cachimayo	1.1399	1.1414	1,0000
Dolorespata	1.1451	1.1452	1,0000
Quencoro	1.1444	1.1445	1,0000
Combapata	1.1740	1.1840	1,0000
Tintaya	1.2053	1.2269	1,0000
Ayaviri	1.1874	1.2100	1,0000
Azángaro	1.0782	1.1114	1,0000
San Gaban	1.0840	1.1167	1,0000
Juliaca	1.1155	1.1489	1,0000
Puno 138	1.1270	1.1629	1,0000
Puno 220	1.1338	1.1689	1,0000
Callalli	1.1772	1.2029	1,0000
Santuario	1.1401	1.1713	1,0000
Socabaya 138	1.1432	1.1760	1,0000
Socabaya 220	1.1405	1.1737	1,0000

BARRAS BASE	ENERGIA Base Santa Rosa		POTENCIA Base Santa Rosa
	Punta	Fuera Punta	
Cerro Verde	1.1456	1.1786	1,0000
Repartición	1.1412	1.1753	1,0000
Mollendo	1.1391	1.1751	1,0000
Montalvo 220	1.1465	1.1839	1,0000
Montalvo 138	1.1470	1.1846	1,0000
Ilo 138	1.1456	1.1946	1,0000
Botiflaca 138	1.1602	1.1920	1,0000
Toquepala	1.1486	1.1971	1,0000
Aricota 138	1.1398	1.1912	1,0000
Aricota 66	1.1360	1.1881	1,0000
Tacna 220	1.1530	1.1911	1,0000
Tacna 66	1.1596	1.1985	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	38 543
L-2236	Chiclayo Oeste	Guadalupe	0
L-2234	Guadalupe	Trujillo Norte	19 755
SE Guadalupe	Transformador 220/60/10kV; 60MVA		3 482
L-2215	Chimbote 1	Paramonga Nueva	55 555
L-2212/L-2213	Paramonga Nueva	Zapallal	11 722
L-2003/L-2004	Chavarría	Santa Rosa	17 371
L-1120	Paragsha II	Huánuco	0
L-1121	Huánuco	Tingo María	0
L-1029/L-1030	Cerro Verde	Mollendo	0
L-1006	Tintaya	Azángaro	1 152 003

CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	ING. TARIFARIO. (US\$/Año)
L-1004	Dolorespata	Quencoro	0
SE Azángaro	Celda de LT en 138 kV		0
SE Tingo María	Autotransformador 220/138 kV; 40 MVA		42 207
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	23 275
L-2030	Montalvo	Puno	23 693
L-2053 L-2054	Mantaro	Socabaya	10 847 140
	Chilca	Zapallal (1era)	0
	Chilca	Zapallal (2da)	0
L-224	Pachachaca	Oroya Nueva	20 186
L-2259 L-2258 L-2254	Oroya-Carhuamayo-Paragsha-Vizcarra		58 175
	LT 220kV Carhuamayo-Paragsha		74 905
	LT 220kV Paragsha-Conococha		
	LT 220kV Conococha-Huallanca		
	LT 220kV Huallanca-Cajamarca		
	Ampliación SE Cajamarca - SVC		

REP		1 298 431
SAN GABÁN TRANSMISIÓN		0
ETESELVA		42 207
ANTAMINA		0
REDESUR		46 967
TRANSMANTARO	SPT	10 847 140
	SGT	0
ISA		78 361
ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE	SGT	74 905
TOTAL SEIN		12 388 011

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 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	1 298 431	18 208 237	4,158	
SAN GABÁN	151 646			0	151 646	0,035	
ANTAMINA	103 278			0	103 278	0,024	
ETESSELVA	3 416 102			42 207	3 373 895	0,770	
REDESUR	13 315 208	- 139 436		46 967	13 128 805	2,998	
TRANSMANTARO	SPT (1)	43 912 290	- 958 495		10 847 140	32 106 656	7,331
	SGT 1E	3 408 966			0	3 408 966	0,778
	SGT 2E	6 585 868			0	6 585 868	1,504
ISA	10 187 109	- 74 494		78 361	10 034 254	2,291	
ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE	Tramo 1	1 517 824			74 905	1 442 919	0,329
	Tramo 2	2 131 733			0	2 131 733	0,487
	Tramo 3	4 035 795			0	4 035 795	0,922
	Tramo 4	7 430 528			0	7 430 528	1,697
	SVC	1 721 624			0	1 721 624	0,393
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

	l	m	n	o
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

Fecha de Ingreso	Proyecto	Empresa
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.

ANEXO A

**PROPUESTA TARIFARIA DE REP, REGULACIÓN TARIFA EN
BARRA**

MAYO 2011 – ABRIL 2012



REP

**PROPUESTA TARIFARIA DE REP
REGULACIÓN TARIFA EN BARRA MAYO 2011- ABRIL 2012**

Enero 2011

INFORME

PROPUESTA TARIFARIA DE RED DE ENERGÍA DEL PERÚ REGULACIÓN DE TARIFAS EN BARRA MAYO 2011- ABRIL 2012

1 OBJETIVO

El presente informe tiene como objetivo determinar las Tarifas del Sistema Principal de Transmisión de REP correspondiente al Periodo Tarifario Mayo 2011 - Abril 2012, y detallar la metodología empleada para su cálculo y de los componentes que lo conforman.

2 ANTECEDENTES

- Con fecha 05 de setiembre de 2002, el Estado Peruano y Red de Energía del Perú suscribieron el Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN-ETESUR, cuyo objeto es establecer los derechos y obligaciones de las Partes y estipular las normas y procedimientos que regirán entre éstas para la Explotación del Sistema de Transmisión, y la prestación del Servicio por el plazo de treinta (30) años contados desde la fecha de Cierre, la ejecución de los compromisos de Inversión y la devolución de todos los bienes de la Concesión al Estado al producirse la caducidad de la Concesión.
- Con fecha 31 de marzo del 2006, el Estado Peruano a través del Ministerio de Energía y Minas y la empresa Red de Energía del Perú S.A. (en adelante las Partes), suscribieron la Adenda para la Modificación del Contrato de Concesión (Primera Adenda de Modificación), para el tratamiento de las Ampliaciones, en la cual se establecen los procedimientos y criterios a seguir para la Fijación de

Tarifas y Compensaciones de las instalaciones de los proyectos de ampliación.

- Con fecha 26 de julio del 2006, las Partes suscribieron la Adenda para Modificación del Contrato de Concesión (Segunda Adenda de Modificación), mediante el cual se precisó el tratamiento de los ingresos adicionales a la RAG y se modificó el Anexo N° 7 del Contrato de Concesión en el cual se establecen los criterios generales para el pago de remuneraciones de la Sociedad Concesionaria. Además se introduce una Cláusula Transitoria para regularizar la remuneración de las instalaciones que generan Ingresos adicionales a la RAG correspondientes a los contratos de servicios de transmisión con CNP Energía S.A. y Cahua S.A., y recuperar el monto pagado por concepto de Impuesto a las Transacciones Financieras (ITF).

- Con fecha 28 de mayo de 2007, las Partes suscribieron la Minuta Aclaratoria, mediante la cual se da mayor precisión respecto de la forma y mecanismos aplicables al pago de la Remuneración Anual por Ampliaciones.

- Con fecha 7 de agosto de 2007, las Partes suscribieron la Adenda para la Modificación del Contrato de Concesión (Tercera Adenda de Modificación), mediante la cual modifican el numeral 5.2 del Anexo N° 7 respecto al pago de la remuneración anual correspondiente a los consumidores. Asimismo, se modifica el numeral 10 respecto a las instalaciones que generan ingresos adicionales a la RAG.

Ampliación N° 1

- El 31 de marzo del 2006 las Partes suscribieron la Primera Cláusula Adicional por Ampliaciones (en adelante Primera Cláusula Adicional), en la cual se acuerda la ejecución de la Ampliación N° 1 que comprende el “Proyecto de Construcción de la Nueva Subestación Chilca REP y

Ampliación de Capacidad de las líneas de transmisión existentes L-2090 y L-2208 en los tramos desde la subestación San Juan hasta la futura subestación Chilca REP”.

- Asimismo, con fecha 11 de abril de 2008 las Partes suscribieron 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. En este sentido la Ampliación N° 1 quedó establecida como dos proyectos, cada una con sus propias fechas de inicio de operaciones y remuneraciones:
 - Proyecto 1: Proyecto de construcción de la nueva Subestación Chilca REP y Ampliación de la capacidad de las líneas de transmisión existentes L-2090 y L-2208 en los tramos desde la Subestación San Juan hasta la futura Subestación Chilca REP.
 - Proyecto 2: Repotenciación del Sistema de Barras de la Subestación San Juan

Ampliación N° 2

- El 26 de julio del 2006 las Partes suscribieron la Segunda Cláusula Adicional por Ampliaciones (en adelante la Segunda Cláusula Adicional), en la cual se acuerda la ejecución de la Ampliación N° 2 que comprende el “Proyecto de Construcción del Segundo Circuito de la Línea de Transmisión 220 kV Zapallal-Paramonga Nueva-Chimbote 1 y Ampliación de las Subestaciones Asociadas”.
- Con fecha 24 de abril de 2008, se suscribió la adenda a la Segunda Cláusula Adicional por Ampliaciones, mediante la cual se establecen las condiciones para el reconocimiento económico por los gastos correspondientes a la Reparación y Solución de Deficiencias de

Cimentación de postes existentes, como parte de las obras de la Ampliación N° 2.

Ampliación N° 3

- Con fecha 16 de mayo de 2007, las Partes suscribieron la Tercera Cláusula Adicional por Ampliaciones (en adelante Tercera Cláusula Adicional), en la cual se acuerda la ejecución de la Ampliación N° 3 que comprende el Proyecto “Ampliación de las Subestaciones Ica, Marcona, y Juliaca”.

Ampliación N° 4

- El 16 de mayo de 2007 las Partes suscribieron la Cuarta Cláusula Adicional por Ampliaciones (en adelante Cuarta Cláusula Adicional), en la cual se acuerda la ejecución de la Ampliación N° 4 que comprende el Proyecto “Compensación Capacitiva en la Zona de Lima: Subestación Santa Rosa 2x20 MVAR, 60 kV y Subestación Chavarría 2x20 MVAR, 60 kV”.
- Con fecha 11 de abril de 2008 las Partes suscribieron la Adenda modificatoria de la Cuarta Cláusula Adicional, con la finalidad de modificar el plazo para la puesta en operación comercial de la Ampliación N° 4 de 16 a 20 meses.

Ampliación N° 5

- Con fecha 21 de enero de 2009, las Partes suscribieron la Quinta Cláusula Adicional por Ampliaciones (en adelante Quinta Cláusula Adicional), en la cual se acuerda la ejecución de la Ampliación N° 5 que comprende el Proyecto “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”.

Ampliación N° 6

- Con fecha 30 de noviembre de 2009, las Partes suscribieron la Sexta Cláusula Adicional por Ampliaciones (en adelante Sexta Cláusula Adicional), en la cual se acuerda la ejecución de la Ampliación N° 6 que comprende el Proyecto “Segundo Circuito Línea de Transmisión 220 Kv Chiclayo Oeste – Piura Oeste y Ampliación de las subestaciones asociadas”.

Ampliación N° 7

- Con fecha 12 de mayo de 2010, las Partes suscribieron la Séptima Cláusula Adicional por Ampliaciones (en adelante Séptima Cláusula Adicional), en la cual se acuerda la ejecución de la Ampliación N° 7 que comprende el Proyecto “Adecuación Integral de las Subestaciones: Chavarria, San Juan, Santa Rosa, Ventanilla y Zapallal”.

Ampliación N° 8

- Con fecha 12 de mayo de 2010, las Partes suscribieron la Octava Cláusula Adicional por Ampliaciones (en adelante Octava Cláusula Adicional), en la cual se acuerda la ejecución de la Ampliación N° 8 que comprende el Proyecto “Ampliación de la capacidad de transmisión a 180 MVA de las líneas de Transmisión en 220 Kv Independencia – Ica (L-2209) e Ica – Marcona (L-2211)”.

3 ASPECTOS LEGALES

- (a) **El Artículo 58° de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE)**, establece que:

“En cada Sistema Interconectado, el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta de la Comisión de Tarifas Eléctricas, definirá el Sistema Principal y los Sistemas Secundarios de Transmisión de acuerdo a las características establecidas en el Reglamento.

El Sistema Principal permite a los generadores comercializar potencia y energía en cualquier barra de dicho sistema.

Los Sistemas Secundarios permiten a los generadores conectarse al Sistema Principal o comercializar potencia y energía en cualquier barra de estos sistemas.”

(b) Sexta Disposición Complementaria de la Ley N° 28832 “Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica”:

“Sexta.- Armonización del marco legal de transmisión

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

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

Cada instalación de transmisión existente a la fecha de entrada en vigencia de la presente Ley se pagará por Usuarios y Generadores en la misma proporción en que se viene pagando a dicha fecha y se mantendrá invariable y permanente mientras dichas instalaciones

formen parte del Sistema Económicamente Adaptado. La distribución al interior del conjunto de Usuarios o del conjunto de Generadores mantendrá el criterio vigente a la fecha de entrada en vigencia de la presente Ley”.

- (c) **Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN - ETESUR**, mediante el cual se estipulan los criterios y procedimientos para la determinación, recaudación, actualización y liquidación anual de la Remuneración Anual garantizada y la Remuneración Anual por Ampliaciones, así como de los componentes que lo conforman.

Asimismo, en el Anexo N° 7 numeral 2, referente a la clasificación de las instalaciones se establece:

“El conjunto de instalaciones de transmisión de ETECEN y ETESUR, y en general de todas las instalaciones materia del Contrato de Concesión incluyendo las instalaciones correspondientes a las Ampliaciones convenidas entre el Concedente y la Sociedad Concesionaria¹, será dividido en dos grupos:

- **Instalaciones de Generación:** *las conforman las instalaciones pertenecientes a los Sistemas Secundarios de Transmisión, cuya remuneración por aplicación de lo dispuesto en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, corresponda ser asumida por uno o más titulares de generación.*
- **Instalaciones de Demanda:** *las conforman las instalaciones pertenecientes al Sistema Principal de Transmisión, a que se refiere el Artículo 58° de la Ley de Concesiones Eléctricas; así como, las instalaciones pertenecientes a los Sistemas*

¹ Texto adicionado mediante la Quinta cláusula de la Primera Adenda de Modificación del Contrato de Concesión, suscrita el 31 de marzo del 2006.

Secundarios de Transmisión no considerados en el párrafo anterior.”

4 METODOLOGÍA DE CALCULO Y RECAUDACIÓN DE LOS INGRESOS

4.1 REMUNERACIÓN ANUAL (RA)²

La Remuneración Anual será igual a:

$$RA(n) = RAG(n) + RAA(n)$$

RAG: Remuneración Anual Garantizada

RAA: Sumatoria de la remuneración anual de todas las ampliaciones

La RA comprende los siguientes conceptos:

$$RA(n) = RA_1(n) + RA_2(n)$$

RA₁(n): Que se pagará mediante compensaciones mensuales que serán facturadas a los titulares de generación.

RA₂(n): Que estará a su vez compuesta por:

- RA_{SST}: Ingreso Tarifario del Sistema Secundario de Transmisión y Peaje del Sistema Secundario de Transmisión que serán pagados por los consumidores a través de los cargos de transmisión secundaria.
- RA_{SPT}: Ingreso Tarifario Esperado y Peaje por Conexión correspondiente al Sistema Principal de Transmisión que será pagados por los consumidores de acuerdo a la Leyes Aplicables.

² Según lo establecido en la Primera Adenda de Modificación del Contrato de Concesión para el tratamiento de las Ampliaciones, suscrito con fecha 31 de marzo del 2006.

4.1.1 Pago de los Generadores

El monto en el año de la parte de la $RA(n)$ que corresponda ser pagado por las instalaciones de Generación $RA_1(n)$, a ser establecido por el OSINERGMIN, deberá ser asumido por los titulares de generación en función del uso físico que realicen dichas instalaciones de transmisión.

La $RA_1(n)$ en aplicación del artículo 139° del Reglamento de la LCE, es igual al 100% del Costo Medio Anual de las instalaciones que conforman el grupo de instalaciones de generación. El pago de estas compensaciones se efectuará en Moneda Nacional y en doce cuotas iguales considerando una tasa mensual equivalente a la tasa de actualización prevista en el Artículo 79° de la LCE. Los titulares de generación, en este caso pagarán dichas compensaciones directamente a la Sociedad Concesionaria.

En aplicación de lo anterior, la fórmula para determinar las mensualidades será la siguiente:

$$RA_{1m}(n) = RA_1(n) \times i_m / i$$

$$i_m = (1+i)^{(1/12)} - 1$$

i: Tasa de actualización anual prevista en el artículo 79° LCE.

4.1.2 Pago de los Consumidores

En el año n, el componente de la $RA(n)$ que corresponda ser pagado por el grupo de instalaciones de la demanda $RA_2(n)$, será establecido por el OSINERGMIN como la diferencia entre la $RA(n)$ y la $RA_1(n)$.

El pago de la $RA_2(n)$ será asumido por los consumidores del sistema eléctrico interconectado nacional, de acuerdo al procedimiento que se indica a continuación:

- a) Se determina las compensaciones³ correspondientes a las instalaciones del Sistema Secundario 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 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado por Decreto Supremo N° 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 compensaciones⁴ correspondientes a las instalaciones del sistema Principal de Transmisión $RA_{SPT}(n)$, de conformidad con las leyes aplicables.
- c) Se calcula la suma de la $RA_{SST}(n) + RA_{SPT}(n)$.
- 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 aun 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 el Peaje por Conexión del Sistema Principal de Transmisión hasta que la suma de las compensaciones sea igual a la $RA_2(n)$.

4.2 REMUNERACIÓN ANUAL GARANTIZADA (RAG)

De acuerdo a lo establecido en la Cláusula Décimo Tercera del Contrato de Concesión, la RAG queda fijada en USD 58 638 000, la cual será reajustada anualmente según la variación del índice “Finished Goods

³ Las compensaciones corresponden a los ingresos por concepto de peajes de los sistemas secundarios de transmisión e ingresos tarifarios correspondientes.

⁴ Las compensaciones corresponden a los ingresos por concepto de peajes de los sistemas secundarios de transmisión e ingresos tarifarios correspondientes.

Less Food and Energy” (serie ID: WPSSOP3500) publicado por el Departamento del Trabajo del Gobierno de Estados Unidos de América.

4.3 REMUNERACIÓN ANUAL POR AMPLIACIONES (RAA)

Corresponde a la sumatoria de las remuneraciones de cada una de las inversiones en Ampliaciones convenidas por el Concedente y la Sociedad Concesionaria, mediante la suscripción de una Cláusula Adicional al Contrato de Concesión.

La remuneración correspondiente a cada Ampliación que en su conjunto integran la RAA, expresada en Dólares Americanos, será reajustada anualmente, para entrar en vigor el 1 de mayo de cada año, a partir de la fecha de entrada en operación comercial de la respectiva Ampliación, por la variación en el índice “Finished Goods Less Food and Energy” (serie ID: WPSSOP3500). El índice inicial a considerar será el vigente al mes de entrada en operación comercial de la respectiva ampliación. Para su actualización se utilizará el último dato definitivo de la serie indicada, disponible a la fecha que corresponda efectuar la regulación de tarifas de transmisión según las Leyes Aplicables.

4.4 INSTALACIONES QUE GENERAN INGRESOS ADICIONALES A LA RAG

La Segunda Adenda de Modificación, agrega la definición de “Instalaciones que Generan Ingresos Adicionales a la RAG” materia del numeral 1.2. de la Cláusula Primera del Contrato:

“Instalaciones que Generan Ingresos Adicionales a la RAG:
Son aquellas instalaciones materia de los contratos por servicios de transmisión cedidos a la Sociedad Concesionaria según lo establecido en el Anexo 11 numeral 11.1.1, cuyas

remuneraciones son adicionales a la RAG e independientes de la RAA, de conformidad con lo establecido en el Anexo 7.”

Así mismo, el numeral 10 del Anexo N° 7 del Contrato de Concesión⁵ en referencia a la remuneración de Instalaciones que Generan Ingresos Adicionales a la RAG establece que:

“La remuneración por las Instalaciones que Generan Ingresos Adicionales a la RAG se regirá de acuerdo con lo establecido por las Leyes Aplicables y los respectivos contratos por servicios de transmisión cedidos a la Sociedad Concesionaria, de conformidad con lo establecido en el Anexo 11.1.1 del Anexo N° 11, según corresponda en aplicación de las reglas de numeral 10.0. Las obligaciones del Concedente relacionadas a la regulación de la remuneración de Instalaciones que Generan Ingresos Adicionales a la RAG, materia de este numeral 10.0, no establecen ninguna garantía del Concedente ante incumplimiento de pago de los usuarios de la remuneración de dichas instalaciones, cuyo riesgo de cobranza es asumido exclusivamente por la Sociedad Concesionaria. En consecuencia, el Concedente no garantiza el pago de los Ingresos Adicionales.

En el caso particular de las instalaciones correspondientes a los contratos por servicios de transmisión del numeral 11.1.1 del Anexo N° 11 que consignan una fecha determinada de finalización, la remuneración por dichas instalaciones tendrá calidad de ingreso adicional a la RAG solo mientras solo mientras dichos contratos se mantengan vigentes. Al día siguiente de terminada su vigencia, ya sea por cumplimiento de la fecha pactada de finalización o por cualquier otra causa que determine

⁵ Modificado mediante la Adenda suscrita el 7 de agosto de 2007.

su vencimiento con anterioridad a dicha fecha, dicha remuneración será considerada parte de la RAG.

En el caso particular de las instalaciones correspondientes a los contratos por servicios de transmisión del numeral 11.1.1 del Anexo N° 11 que consignan fecha de finalización “indeterminado”, la remuneración por dichas instalaciones será calculada de conformidad con lo estipulado en los respectivos contratos. A falta de contrato vigente, sea cual fuese o haya sido la causa y/o fecha de terminación del contrato, la remuneración de dichas instalaciones que corresponde pagar a los usuarios de las mismas, será calculada de conformidad con las Leyes Aplicables. En cualquier caso, las remuneraciones de las instalaciones a que se refiere el presente párrafo, constituyen siempre ingresos adicionales a la RAG durante la vigencia de la Concesión, mientras dichas instalaciones estén en funcionamiento”.

4.5 RECUPERACIÓN DEL ITF

La Segunda Adenda de Modificación, introduce la Cláusula Transitoria para recuperar el monto pagado por concepto de Impuesto a las Transacciones Financieras (ITF) durante el año anterior, mientras dicho impuesto se encuentre vigente.

Así mismo señala que como parte de su informe anual de liquidación de la RAG, La Sociedad Concesionaria presentará el cálculo y sustento del monto pagado por ITF durante el periodo de liquidación que concluye el 30 de abril de cada año, con excepción del cálculo al 30 de abril de 2007 cuyo periodo de cálculo se computará desde el 1 de marzo de 2004, fecha de inicio de la vigencia del ITF. La liquidación del ITF pagado por la Sociedad Concesionaria durante el periodo respectivo, será expresada en Dólares de los Estados Unidos de América.

4.6 PROCEDIMIENTO DE LIQUIDACIÓN ANUAL

Antes del 30 de abril del año n, el OSINERGMIN efectuará un cálculo de liquidación anual con el objeto de garantizar la equivalencia de los montos mensuales que corresponde facturar y la RA (n).

Para el cálculo de la liquidación se aplicará el procedimiento descrito en el Anexo 7 del Contrato de Concesión, empleando la siguiente fórmula:

$$L(n) = RA(n) - \sum_{j=1}^{12} MM_j (1+i_m)^{12-j}$$

$$i_m = (1+i)^{1/12} - 1$$

Donde:

L(n) : Liquidación correspondiente al año n

MMj : Monto mensual del mes j definido como la suma correspondiente de las cantidades que, para cada mes j, corresponde facturar por RA₁(n) y la RA_{SPT}(n) más la cantidad percibida por la RA_{SST}(n).

$$MM_j = RA_1(n) + RA_{SPT}(n) + RA_{SST}(n)$$

RA₁(n) : Remuneración correspondiente a compensaciones facturables a los titulares de generación.

RA_{SPT}(n) : Ingreso Tarifario esperado y Peaje por Conexión correspondiente al Sistema Principal de Transmisión que serán pagados por los consumidores de acuerdo con las Leyes aplicables.

RA_{SST}(n) : Ingresos percibidos por la Sociedad Concesionaria correspondiente a compensaciones por Sistemas Secundarios de transmisión asociados a demanda.

Estos ingresos percibidos: (i) no incluyen los montos que debiéndose cobrar conforme a las Leyes Aplicables no

hayan sido percibidos y se encuentren en procesos de controversia o acciones legales de cobranza seguidos por la Sociedad concesionaria, y (ii) si incluyen los montos percibidos durante el periodo de liquidación que correspondan a compensaciones devengadas en periodos anteriores. En ningún caso se consideran los Ingresos Adicionales a la RAG.

- i : Tasa de actualización a que se refiere el artículo 79º de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Adicionalmente, una vez establecido los costos y gastos auditados más los intereses intercalarios correspondientes a los Proyectos de Ampliación, el procedimiento de cálculo de liquidación deberá utilizar la RAA definitiva para dichas ampliaciones, es decir, se deberá modificar la RAA provisional que se empleará inicialmente, conforme se describe en el numeral 4.2 de la Primera Adenda de Modificación al Contrato de Concesión, y con ello liquidar cualquier diferencia generada entre la remuneración provisional y la definitiva.

5 CÁLCULOS

En vista que a la fecha no se cuenta con toda la información actualizada, ni con las variables económicas definitivas para la determinación de la Remuneración Anual y de sus componentes, se presentarán los cálculos y resultados preliminares, hasta que se cuente con la información actualizada.

5.1 Remuneración Anual Mayo 2011-Abril 2012

5.1.1 Liquidación Anual de ingresos

	Período de Facturación	Fecha de Tipo de Cambio	Tipo de Cambio S./US \$	Monto Mensual RA1 S/.	Monto Mensual RA2 S/.	Total Facturado RA S/.	Montos pendientes de pago (RASST) S/.	Total Percibido RA S/.	Total Percibido US\$	Valor actualizado al 30 abril 2011 US\$
1	2010-05	14/06/2010	2.843	11,908,258.72	6,672,941.30	18,581,200.02	0.00	18,581,200.02	6,535,772.08	7,251,259.03
2	2010-06	14/07/2010	2.815	12,019,856.90	6,083,630.53	18,103,487.43	0.00	18,103,487.43	6,431,079.02	7,068,037.82
3	2010-07	13/08/2010	2.806	12,065,800.56	6,234,159.08	18,299,959.64	0.00	18,299,959.64	6,521,724.75	7,100,288.28
4	2010-08	14/09/2010	2.788	12,165,423.04	6,462,236.77	18,627,659.81	0.00	18,627,659.81	6,681,370.09	7,205,722.68
5	2010-09	14/10/2010	2.789	12,107,739.75	5,385,798.45	17,493,538.20	0.00	17,493,538.20	6,272,333.52	6,701,000.60
6	2010-10	12/11/2010	2.802	12,273,011.64	6,495,585.27	18,768,596.91	0.00	18,768,596.91	6,698,285.84	7,088,799.41
7	2010-11	14/12/2010	2.821	12,175,405.66	6,508,940.54	18,684,346.20	0.00	18,684,346.20	6,623,305.99	6,943,562.18
8	2010-12	14/12/2010	2.821	12,175,405.66	6,508,940.54	18,684,346.20	0.00	18,684,346.20	6,623,305.99	6,878,295.46
9	2011-01	14/12/2010	2.821	12,175,405.66	6,508,940.54	18,684,346.20	0.00	18,684,346.20	6,623,305.99	6,813,642.22
10	2011-02	14/12/2010	2.821	12,175,405.66	6,508,940.54	18,684,346.20	0.00	18,684,346.20	6,623,305.99	6,749,596.69
11	2011-03	14/12/2010	2.821	12,175,405.66	6,508,940.54	18,684,346.20	0.00	18,684,346.20	6,623,305.99	6,686,153.17
12	2011-04	14/12/2010	2.821	12,175,405.66	6,508,940.54	18,684,346.20	0.00	18,684,346.20	6,623,305.99	83,109,663.53

RA a Liquidar Año 9 (Res. 146-2010-OS/CD) (US\$)	Recalculo RA a Liquidar Año 9 (US\$)	Valor actualizado de los montos facturados (US\$)	Liquidación de la RA (USD) (A)
79,766,426	79,070,606	83,109,664	-4,039,057

5.1.2 Recuperación del ITF

- ITF de ingresos y gastos RA

Año	Período	% ITF	%IGV	Factores		
				IGV Mov Ingresos	IGV Mov. Salidas	Factor Total ITF
2010 - 2011	Mayo - Abril	0.05%	19.00%	1.1900	1.1895	0.0011898

Tasa anual de actualización	12%
Tasa mensual de actualización	0.95%

Mes	N°	Tipo de Cambio	Facturación Mensual	Total US \$	Factor ITF	ITF US\$	VF US\$*	
								US \$
11	May-10	14/06/2010	2.843	18,581,200.02	6,535,772.08	0.0011898	7,775.93	8,627.19
10	Jun-10	14/07/2010	2.815	18,103,487.43	6,431,079.02	0.0011898	7,651.38	8,409.20
9	Jul-10	13/08/2010	2.806	18,299,959.64	6,521,724.75	0.0011898	7,759.22	8,447.57
8	Ago-10	14/09/2010	2.788	18,627,659.81	6,681,370.09	0.0011898	7,949.16	8,573.01
7	Sep-10	14/10/2010	2.789	17,493,538.20	6,272,333.52	0.0011898	7,462.51	7,972.52
6	Oct-10	12/11/2010	2.802	18,768,596.91	6,698,285.84	0.0011898	7,969.29	8,433.90
5	Nov-10	14/12/2010	2.821	18,684,346.20	6,623,305.99	0.0011898	7,880.08	8,261.10
4	Dic-10	14/12/2010	2.821	18,684,346.20	6,623,305.99	0.0011898	7,880.08	8,183.45
3	Ene-11	14/12/2010	2.821	18,684,346.20	6,623,305.99	0.0011898	7,880.08	8,106.53
2	Feb-11	14/12/2010	2.821	18,684,346.20	6,623,305.99	0.0011898	7,880.08	8,030.33
1	Mar-11	14/12/2010	2.821	18,684,346.20	6,623,305.99	0.0011898	7,880.08	7,954.85
0	Abr-11	14/12/2010	2.821	18,684,346.20	6,623,305.99	0.0011898	7,880.08	7,880.08
* Valor al 30 de abril de 2011							Valor ITF expresado al 30 de Abril de 2011 US\$	98,879.72

- ITF de ingresos y gastos adicionales RAG

Año	Periodo	% ITF	%IGV	Factores		
				IGV Mov Ingresos	IGV Mov. Salidas	Factor Total ITF
2010 - 2011	Mayo - Abril	0.05%	19.00%	1.1900	1.1895	0.0011898
Tasa anual de actualización		12%				
Tasa mensual de actualización		0.95%				

N°	Tipo de Cambio	INGRESOS ADICIONALES A LA RAG (USD)				
		US \$	Facturación Mensual (US\$)	Factor ITF	ITF US\$	VF US\$*
11	May-10	2.843	334,713.13	0.0011898	398.22	441.82
10	Jun-10	2.815	324,361.89	0.0011898	385.91	424.13
9	Jul-10	2.806	312,104.51	0.0011898	371.33	404.27
8	Ago-10	2.788	323,514.72	0.0011898	384.90	415.11
7	Sep-10	2.789	377,655.45	0.0011898	449.32	480.02
6	Oct-10	2.802	323,306.50	0.0011898	384.65	407.08
5	Nov-10	2.821	321,379.31	0.0011898	382.36	400.85
4	Dic-10	2.821	321,379.31	0.0011898	382.36	397.08
3	Ene-11	2.821	321,379.31	0.0011898	382.36	393.35
2	Feb-11	2.821	321,379.31	0.0011898	382.36	389.65
1	Mar-11	2.821	321,379.31	0.0011898	382.36	385.99
0	Abr-11	2.821	321,379.31	0.0011898	382.36	382.36
Valor ITF expresado al 30 de Abril de 2010 US\$					4,921.71	

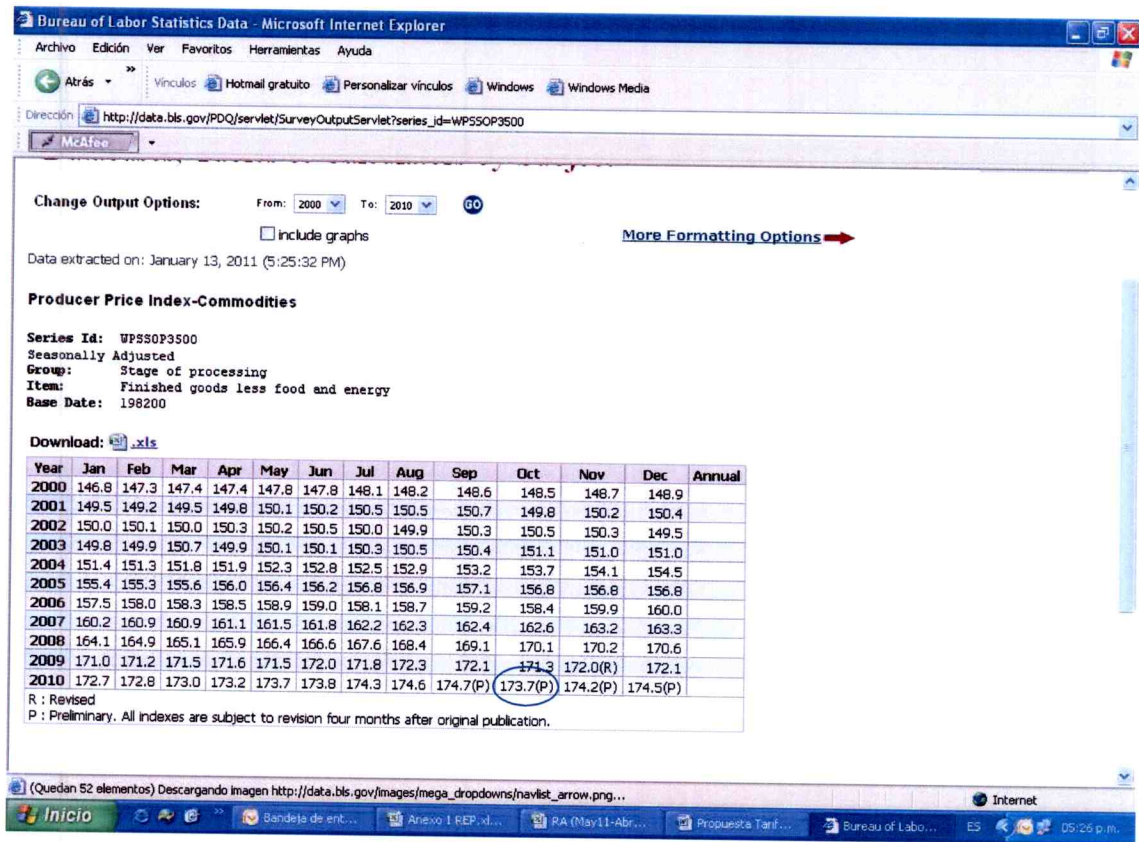
5.1.3 Actualización de la RAG

Preliminarmente se está determinando la RAG actualizada con el último índice Finished Goods Less Food and Energy definitivo disponible.

$$\text{RAG actualizada} = 58'638,000 \times 1.1588 = \text{US\$ } 67'948,103$$

	RAG	
INICIAL	149.90	Ago-02
ÚLTIMO DEFINITIVO	173.70	Oct-10
VARIACIÓN	15.88%	

Indice preliminar de Octubre 2010



Change Output Options: From: 2000 To: 2010 GO
 Include graphs [More Formatting Options](#)

Data extracted on: January 13, 2011 (5:25:32 PM)

Producer Price Index-Commodities

Series Id: WPS30P3500
 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
2000	146.8	147.3	147.4	147.8	147.8	148.1	148.2	148.6	148.5	148.7	148.9		
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	158.3	158.5	158.9	159.0	158.1	158.7	159.2	158.4	159.9	160.0	
2007	160.2	160.9	160.9	161.1	161.5	161.8	162.2	162.3	162.4	162.6	163.2	163.3	
2008	164.1	164.9	165.1	165.9	166.4	166.6	167.6	168.4	169.1	170.1	170.2	170.6	
2009	171.0	171.2	171.5	171.6	171.5	172.0	171.8	172.3	172.1	171.3	172.0(R)	172.1	
2010	172.7	172.8	173.0	173.2	173.7	173.8	174.3	174.6	174.7(P)	173.7(P)	174.2(P)	174.5(P)	

R : Revised
 P : Preliminary. All indexes are subject to revision four months after original publication.

5.1.4 Actualización y cálculo de la RAA

La RAA se determina como la suma de las remuneraciones anuales de todas las ampliaciones.

1. Ampliación N° 1

La remuneración Anual de la Ampliación N° 1 ya ha quedado establecida, de acuerdo al Informe de Auditoria presentado en la regulación de Tarifas en Barra 2008-2009. Por lo tanto, corresponde su actualización para el periodo tarifario Mayo 09-Abril 10:

$$\text{Rem. actualizada 1 (Proy. 1)} = 5'534,908 \times 1.0722 = \text{US\$ } 5'934,652$$

$$\text{Rem. actualizada 1 (Proy. 2)} = 126,973 \times 1.0637 = \text{US\$ } 135,060$$

Indice Finished Goods Less Food and Energy

Proy 1	INICIAL	ÚLTIMO DEFINITIVO
Mes	Jul-07	Oct-10
WPSSOP3500	162.00	173.70

Proy 2	INICIAL	ÚLTIMO DEFINITIVO
Mes	Dic-07	Oct-10
WPSSOP3500	163.30	173.70

2. Ampliación N° 2

Preliminarmente se está determinando la Remuneración Anual de la Ampliación N° 2 con el Valor de Inversión estimado de la Segunda Cláusula Adicional. Asimismo, se está considerando la fecha real de inicio de operaciones 08 de marzo de 2008.

$$\text{Rem. Actualizada 2} = 5'515,743 \times 1.0521 = \text{US\$ } 5'806,057$$

	INICIAL	ÚLTIMO DEFINITIVO
Mes	Mar-08	Oct-10
WPSSOP3500	165.10	173.70

3. Ampliación N° 3

Preliminarmente se está determinando la Remuneración Anual de la Ampliación N° 3 con el Valor de Inversión estimado de la Tercera Cláusula Adicional. Asimismo, se está considerando la fecha real de inicio de operaciones 16 de febrero de 2009.

$$\text{Rem. Ampliación3} = \text{US\$ } 2'597,480 \times 1.0146 = \text{US\$ } 2'635,411$$

	INICIAL	ÚLTIMO DEFINITIVO
Mes	Feb-09	Oct-10
WPSSOP3500	171.20	173.70

4. Ampliación N° 4

Preliminarmente se está determinando la Remuneración Anual de la Ampliación N° 4 con el Valor de Inversión estimado de la

Cuarta Cláusula Adicional. Asimismo, se está considerando la fecha real de inicio de operaciones 16 de enero de 2009

Rem. Ampliación 4 = US\$ 767,462 x 1.016 =US\$ 779,580

	INICIAL	ÚLTIMO DEFINITIVO
Mes	Ene-09	Oct-10
WPSSOP3500	171.00	173.70

5. Ampliación N° 5

Preliminarmente se está determinando la Remuneración Anual de la Ampliación N° 5 con el Valor de Inversión estimado de la Quinta Cláusula Adicional. Asimismo, se está considerando la fecha preliminar de inicio de operaciones el 21 de diciembre de 2010

Remuneración Ampliación 5 = US\$ 4'202,580

6. Ampliación N° 6

Preliminarmente se está determinando la Remuneración Anual de la Ampliación N° 6 con el Valor de Inversión estimado de la Sexta Cláusula Adicional. Asimismo, se está considerando la fecha preliminar de inicio de operaciones el 30 de agosto de 2011

Remuneración Ampliación 6 = US\$ 3'420,389

7. Ampliación N° 7

Preliminarmente se está determinando la Remuneración Anual de la Ampliación N° 7 con el Valor de Inversión estimado de la Séptima Cláusula Adicional. Asimismo, se está considerando la fecha preliminar de inicio de operaciones el 12 de enero de 2012

Remuneración Ampliación 7 = US\$ 3'689,297

8. Ampliación N° 8

Preliminarmente se está determinando la Remuneración Anual de la Ampliación N° 8 con el Valor de Inversión estimado de la Octava Cláusula Adicional. Asimismo, se está considerando la fecha preliminar de inicio de operaciones el 12 de septiembre de 2011

Remuneración Ampliación 8 = US\$ 493,153

REMUNERACIÓN ANUAL POR AMPLIACIONES (RAA) (Mayo 11-Abril 12)

Periodo	Mes	Ampliación N° 1 (USD)		Ampliación N° 2 (USD)		Ampliación N° 3 (USD)		Ampliación N° 4 (USD)		Ampliación N° 5 (USD)		Ampliación N° 6 (USD)		Ampliación N° 7 (USD)		Ampliación N° 8 (USD)	
		Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*
11	May-11	479,952	532,493	459,867	509,100	208,391	231,204	61,644	68,392	332,312	369,691	-	-	-	-	-	-
10	Jun-11	479,952	527,498	459,867	504,315	208,391	228,030	61,644	67,749	332,312	365,926	-	-	-	-	-	-
9	Jul-11	479,952	522,420	459,867	499,674	208,391	224,879	61,644	67,113	332,312	361,792	-	-	-	-	-	-
8	Ago-11	479,952	517,619	459,867	494,879	208,391	224,745	61,644	66,492	332,312	358,392	17,449	18,619	-	-	-	-
7	Sep-11	479,952	512,703	459,867	490,297	208,391	222,632	61,644	65,867	332,312	355,023	270,491	288,845	-	-	25,158	28,879
6	Oct-11	479,952	507,633	459,867	485,819	208,391	220,450	61,644	65,238	332,312	351,688	270,491	285,229	-	-	39,995	41,282
5	Nov-11	479,952	503,109	459,867	481,054	208,391	218,467	61,644	64,625	332,312	348,380	270,491	283,679	-	-	39,995	40,991
4	Dic-11	479,952	498,420	459,867	476,533	208,391	216,413	61,644	64,017	332,312	345,105	270,491	280,874	-	-	39,995	40,490
3	Ene-12	479,952	493,746	459,867	472,053	208,391	214,279	61,644	63,415	332,312	341,862	270,491	278,204	189,210	193,619	39,995	40,116
2	Feb-12	479,952	489,104	459,867	467,519	208,391	212,204	61,644	62,819	332,312	338,649	270,491	275,619	281,735	297,287	39,995	39,739
1	Mar-12	479,952	484,596	459,867	463,221	208,391	210,384	61,644	62,229	332,312	335,465	270,491	273,058	281,726	294,492	39,995	39,461
0	Abr-12	479,952	479,952	459,867	458,987	208,391	208,391	61,644	61,644	332,312	332,312	270,491	281,726	281,726	281,726	39,995	39,995
RAA Mayo 11- Abril 12 - (USD)		6,698,712		6,893,987		3,438,411		779,986		4,392,989		2,356,747		1,877,123		387,728	
*Valores expresados al 30 de abril de 2012																	
TOTAL (USD) Valor Futuro* asociado a abril 2012																	
23,130,947																	

La RAA para el periodo Mayo 2011-Abril 2012 (preliminar) es de US\$ 23'130,947

5.1.5 RA Mayo 2011-Abril 2012

$$RA = RAG + RAA + Liquidación Total$$

$$Liquidación = Liquidación ingresos + Recup. ITF + R. Ampliación Menor Total$$

RESUMEN

1) LIQUIDACIÓN TOTAL MAYO 2010-ABRIL 2011	
Liquidación de la RAG Mayo 10- Abril 11	(4,039,057)
Recuperación del ITF de Mayo 10 - Abril 11	103,801
Remuneración Única por Ampliaciones Menores	-
LIQUIDACIÓN TOTAL (US\$)	(3,935,256)
LIQUIDACIÓN TOTAL A APLICAR A LA RA AÑO 9 (US\$)	(4,407,487)
2) REMUNERACIÓN ANUAL MAYO 11 - ABRIL 12	
RAG actualizada	67,948,103
RAA Mayo 2011-Abril 2012	23,130,947
Liquidación anual	-4,407,487
REMUNERACIÓN ANUAL MAYO 11 - ABRIL 12 (US\$)	86,671,563

5.2 Costo Total de Transmisión SPT (Determinación del VNR y COYM)

a) VNR

Se está tomando el VNR de la resolución N° 079-2010-OS/CD el cual asciende a USD 113 578 787

b) COyM

Se está tomando el COYM el cual asciende a USD 4 300 855

6 RESULTADOS

6.1 Costo Total de Transmisión

$$RA(n) = RAG(n) + RAA(n)$$

$$RA(n) = RA_1(n) + RA_2(n)$$

$RA_1(n)$ estimada : Valor estimado con las nuevas compensaciones

vigentes a partir de febrero 2010

$RA_2(n)$ estimada = $RA(n) - RA_1(n)$

$RA_2(n)$ estimada = $RA_{SST}(n) + RA_{SPST}(n)$

Siguiendo el procedimiento descrito en el numeral 4.1 del presente informe:

Metodología para el Ajuste de la RA

(a)	RASST (n)=	11,555,145	
	RASST IT (n)=	926,440	
	RASST Peaje (n)=	10,628,705	
(b)	RASPT (n)=	18,400,941	(CTT= aVNR + COyM)
(C)	RA SST(n) + RA SPT (n) =	29,956,086	
(d)	c) > RA2 (n)		SI
	Reajuste del RASST(n)		
	Usuarios Regulados	54% Anuario OSINERGMIN	54%
	Usuarios Libres	46% Anuario OSINERGMIN	46%
	Reducción en las Tarifas SST regulados:	0.0%	
	RA Peaje SST (n) =	10,628,705	Reajustado
	RA IT SST (n) =	926,440	
	RA 2 (n) = RA SST (n) + RA SPT (n) =	31,061,812	
	RASPT (n)=	19,506,668	Reajustado

DETALLE DE REMUNERACIÓN ANUAL MAYO 11 - ABRIL 12 (En US\$)

RA	86,671,563
RA 1	55,609,751
RA 2	31,061,812
RA SST	11,555,145
ITA SST	926,440
PSST	10,628,705
RA SPT	19,506,668
Tipo de Cambio preliminar (al 30/12/2010):	2.809

Por lo tanto, el Costo Total de Transmisión del SPT para el periodo Mayo 2011-Abril 2012 es de US\$ 19'506,668

6.2 Fórmula de Actualización

$$PCSPT\ 1 = PCSPT\ 0 * FAPCSPT$$

$$FAPCSPT = FTC = TC / TC_0$$

- PCSPT 1: Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, actualizado, en S/./kWmes.
- PCSPT 0: Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, publicado en la presente Resolución, en S/./kW-mes.
- FAPCSPT: Factor de Actualización del Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión.
- FTC: Factor por variación del Tipo de Cambio.
- TC: Tipo de Cambio. Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de América, determinado la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, correspondiente a la "COTIZACIÓN DE OFERTA Y DEMANDA – TIPO DE CAMBIO PROMEDIO PONDERADO" o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

- TCo: Tipo de Cambio inicial. Se está considerando el del último día hábil de diciembre 2010, igual S/. 2,809 por US Dólar.

7 OBSERVACIONES

Sigue pendiente de pago la facturación de Mayo a Diciembre de 2007 de ELECTRO SUR MEDIO, correspondiente al dictamen de OSINERGMIN respecto a la controversia entre REP y ELECTRO SUR MEDIO.

8 PLAN DE OBRAS

- (1) Cláusula Adicional N° 5: Proyecto “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”:

Subestaciones:

1) S.E. Azangaro

Ampliación S.E. Quencoro 138 kV, se amplía la capacidad de transformación mediante la adición de un transformador de 138/60/22.9/10 kV y 47,5/47,5/12,5MVA (ONAF) con sus respectivas celdas, fecha de puesta en operación enero 2011

2) S.E. Quencoro

Ampliación S.E. Quencoro 138 kV, se cambia la configuración de simple a doble barra y se amplía la capacidad de transformación mediante la adición de un transformador de 138/34.5/10.5 kV y 25/7.5/17.5 MVA (ONAF) con sus respectivas celdas, fecha de puesta en operación enero 2011.

3) S.E Independencia

Ampliación S.E. Independencia 60 kV, se cambia la configuración de simple a doble barra, fecha de puesta en operación marzo 2010.

4) S.E. Piura Oeste

Ampliación S.E. Piura, se cambia la configuración de barras en 220 y 60 kV de simple a doble barra y se amplía la capacidad de transformación mediante la adición de un transformador de 220/60/10 kV y 100/100/30 MVA (ONAF) con sus respectivas celdas, fecha de puesta en operación enero 2011.

5) S.E. Tingo María

Se amplía el anillo en 220 kV y se amplía la capacidad de transformación mediante la adición de un Autotransformador de 220/138/10 kV y 50/50/20 MVA (ONAF) con sus respectivas celdas, fecha de puesta en operación enero 2011.

6) S.E. Tocache

Se cambia la configuración de la subestación a simple barra, reconfigurándose para tener dos celdas de llegada de línea en 138 kV, salida a la S.E. Aucayacu y Bellavista respectivamente, como parte del proyecto "Interconexión Tocache - Bellavista ", fecha de puesta en operación enero 2011.

7) S.E. Trujillo Norte

Ampliación S.E. Trujillo Norte, se cambia la configuración de barras en 138 kV de anillo a interruptor y medio y se amplía la capacidad de transformación mediante la adición de un transformador de 138/22.9/10 kV y 45/12,5/45 MVA (ONAF) con sus respectivas celdas y se incluye un banco de condensadores en 10 kV de 15 MVAR, fecha de puesta en operación enero 2011.

- (2) Cláusula Adicional N° 6: Proyecto “Segundo Circuito Línea de Transmisión 220 Kv Chiclayo Oeste – Piura Oeste y ampliación de las subestaciones”:

Subestaciones:

1) Ampliación S.E. *Chiclayo Oeste*

- Nueva Celda para la línea Piura Oeste 220 Kv
- Ampliación de los barrajes existentes
- Nueva celda de la 2da terna hacia la S.E. Guadalupe 2 y S.E. Carhuamayo 2

2) S.E. Piura Oeste

- Prolongación de la barra 220 Kv
- Refuerzo de pórtico para la ampliación
- Una nueva celda de línea S.E. Chiclayo Oeste 220 Kv
- Reforzamiento de los servicios auxiliares.

Línea de Transmisión:

- Instalación de la 2da terna con capacidad 180 MVA Chiclayo Oeste – Piura Oeste
- Repotenciación de circuito existente para incrementar la potencia de transmisión de 152 a 180 MVA

- (3) Cláusula Adicional N° 7: Proyecto “Adecuación Integral de las Subestaciones: Chavarria, San Juan, Santa Rosa, Ventanilla y Zapallal”:

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) Cláusula Adicional N° 8: Proyecto “Ampliación de la capacidad de transmisión a 180 MVA de las líneas de transmisión en 220 kv Independencia – Ica (L-2209) e Ica – Marcona (L-2211)”:

Línea de Transmisión:

- Ampliación a 180 MVA de la línea de transmisión en 220 Kv Independencia – Ica (L-2209)
- *Ampliación a 180 MVA de la línea de transmisión en 220 Kv Ica – Marcona (L-2211)*

9 CONCLUSIONES

Con los valores estimados de la RA Mayo 11-Abril 12 y de sus componentes, el Costo Total de Transmisión del SPT de REP para el periodo Mayo 2011-Abril 2012 es de US\$ **19'506,668**.

ANEXO B

**PROPUESTA TARIFARIA DEL SISTEMA PRINCIPAL DE
TRANSMISIÓN DE ETESELVA**

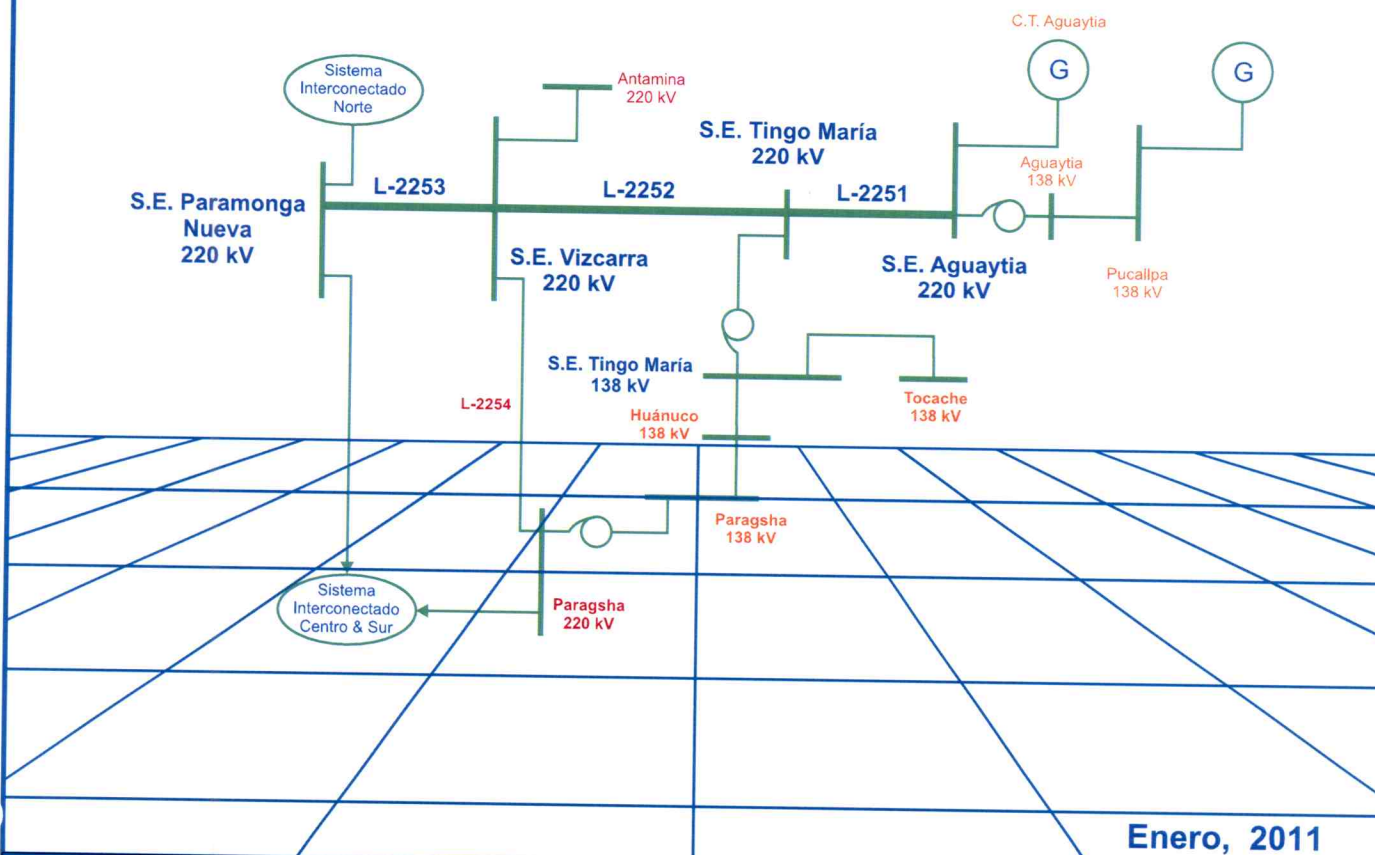
PERÍODO MAYO 2011 – ABRIL 2012.



Eteselva

Estudio Técnico Económico para la Fijación de Tarifas en Barra, período mayo 2011 abril 2012

Sistema Principal de Transmisión de ETESELVA



Enero, 2011

ÍNDICE

1.	ANTECEDENTES.....	6
1.1.	OBJETO DEL ESTUDIO	6
1.2.	BASE CONCEPTUAL	6
2.	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ETESELVA.....	8
2.1.	FUNCIÓN.....	8
2.2.	SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN.....	9
2.3.	SISTEMA SECUNDARIO DE TRANSMISIÓN.....	10
2.4.	CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	11
2.5.	CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES.....	14
2.5.1.	S.E. AGUAYTÍA.....	14
2.5.2.	AMPLIACIÓN S.E. TINGO MARÍA.....	17
2.5.3.	CELDAS DE LA S.E. VIZCARRA.....	20
2.5.4.	AMPLIACIÓN S.E. PARAMONGA NUEVA.....	21
3.	VALOR NUEVO DE REEMPLAZO.....	23
5.	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....	24
5.1.	COMPOSICIÓN DEL COSTO.....	24
5.2.	PREMISAS CONSIDERADAS PARA EL ESTUDIO.....	25
5.3.	ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE MANTENIMIENTO BASADOS EN ACTIVIDADES.....	26
5.4.	COMPONENTES DEL COYM.....	27
5.4.1.	COSTO DE OPERACIÓN.....	27
5.4.2.	COSTO DE MANTENIMIENTO.....	27
5.4.3.	COSTO DE GESTIÓN.....	28
5.4.4.	COSTO DE SEGURIDAD.....	29
5.4.5.	COSTO DE SEGUROS.....	29
5.5.	COSTOS DE OPERACIÓN.....	29
5.5.1.	CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS.....	30
5.5.2.	COSTOS DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES.....	32
5.5.3.	COSTOS DE OPERACIÓN DEL CENTRO DE CONTROL (SALA DE CONTROL).....	36
5.6.	COSTOS DIRECTOS DE MANTENIMIENTO.....	37
5.6.1.	COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	38
5.6.2.	COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES.....	41
5.6.3.	COSTO DE MANTENIMIENTO DEL CENTRO DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES.....	46
5.6.4.	RESULTADOS DEL COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO.....	50
5.7.	COSTOS DE GESTION PERSONALES.....	50
5.7.1.	ORGANIZACIÓN ESTÁNDAR.....	51
5.8.	COSTOS DE GESTION NO PERSONALES E INDIRECTOS DE TRANSMISION.....	63
5.8.1.	METODOLOGÍA.....	63
5.8.2.	DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE GESTION NO PERSONALES E INDIRECTOS DE TRANSMISION.....	64
5.9.	RESULTADOS.....	70
6.	DETERMINACIÓN DEL COSTO TOTAL DE TRANSMISIÓN Y PEAJE ANUAL.....	72
7.	FORMULA DE ACTUALIZACIÓN DE LOS CMA, PEAJES Y COMPENSACIONES.....	74
8.	ANEXOS.....	77

RELACIÓN DE CUADROS

CUADRO N° 2.4-1.: CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ETESELVA	11
CUADRO N° 2.4-2.: AISLADORES POR TIPOS DE ZONAS	13
CUADRO N° 5.5-1.: PROCESOS Y ACTIVIDADES DE OPERACIÓN	33
CUADRO N° 5.5-2.: COSTO ANUAL DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES (US \$).....	34
CUADRO N° 5.5-3.: ASIGNACIÓN DE COSTOS DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES	34
CUADRO N° 5.5-4.: COSTO ANUAL ETESELVA DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES - (US \$).....	35
CUADRO N° 5.5-5.: COSTO ANUAL DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES SPT - (US \$).....	35
CUADRO N° 5.5-6.: COSTO ANUAL DE OPERACIÓN DEL CENTRO DE CONTROL - (US \$).....	36
CUADRO N° 5.5-7.: COSTO ANUAL DE OPERACIÓN DE CENTRO DE CONTROL – SPT US \$	37
CUADRO N° 5.5-8.: COSTO ANUAL DE OPERACIÓN – SPT	37
CUADRO N° 5.6-1.: PROCESOS Y ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	40
CUADRO N° 5.6-2.: COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN - (US \$).....	41
CUADRO N° 5.6-3.: PROCESOS Y ACTIVIDADES PARA EL MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES	43
CUADRO N° 5.6-4.: COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES - (U.S. \$).....	46
CUADRO N° 5.6-5.: PROCESOS Y ACTIVIDADES PARA EL MANTENIMIENTO DE CENTRO DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES.....	48
CUADRO N° 5.6-6.: COSTO DE MANTENIMIENTO DE TELECOMUNICACIONES Y CENTRO DE CONTROL - (U. S. \$).....	50
CUADRO N° 5.6-7.: COSTOS DIRECTOS DE MANTENIMIENTO – SPT - (U.S. \$)	50
CUADRO N° 5.7-1.: ESTRUCTURA DE LA ORGANIZACIÓN ESTÁNDAR - ÁREA ADMINISTRATIVA COMPARTIDA.....	54
CUADRO N° 5.7-2.: ESTRUCTURA DE LA ORGANIZACIÓN ESTÁNDAR - ÁREA OPERATIVA EXCLUSIVA DE TRANSMISIÓN.....	55
CUADRO N° 5.7-3.: COSTO DE PERSONAL DIRECTO DE LA ORGANIZACIÓN ETESELVA (US \$)	58
CUADRO N° 5.8-1.: COSTOS INDIRECTOS DE TRANSMISIÓN – SPT - (EN US \$)	70
CUADRO N° 5.9-1.: COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO - (EN US \$)	70
CUADRO N° 6.1-1.: DETALLE DEL COSTO TOTAL DE TRANSMISIÓN Y PEAJE ANUAL DEL SPT DE ETESELVA	73
CUADRO N° 7.1-1.: FACTORES DE ACTUALIZACIÓN	76

RESUMEN EJECUTIVO

1. OBJETO

El presente estudio contiene la propuesta de Tarifas del Sistema Principal de Transmisión de ETESELVA para la Fijación de Tarifas en Barra, periodo mayo 2011 – abril 2012.

2. BASE CONCEPTUAL

La Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (“LCE”) y su Reglamento establecen que la remuneración de los sistemas de transmisión corresponde a la configuración del sistema eléctrico como aquel sistema de mínimo costo y que permite brindar el servicio de transmisión en forma eficiente y cumpliendo las normas técnicas y medio ambientales vigentes.

A efecto de establecer las compensaciones por el uso de los sistemas de transmisión, la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículo 58°) distingue dos tipos de instalaciones de transmisión el Sistema Principal de Transmisión (SPT) y el Sistema Secundario de Transmisión (SST). El sistema de transmisión de ETESELVA cuenta con instalaciones del sistema de transmisión principal y secundaria.

En cumplimiento a lo establecido en el Artículo 77° de la LCE, que textualmente indica lo siguiente:

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.

Por tal motivo, correspondió actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión, que fueron revisadas el año 2005, en la Fijación Precios en Barra aplicables al período comprendido entre el 01 de mayo de 2009 y el 30 de abril de 2010.

3. SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN EXISTENTE DE ETESELVA

LÍNEA DE TRANSMISIÓN

- L.T. 220 kV Vizcarra – Paramonga Nueva, denominada como L-2253.

SUBESTACIONES

- S.E. Tingo María: Equipamiento de una celda de transformación a 220 kV, un Autotransformador de 220/138/10,5 kV – 50/50/10 MVA – ONAF, una celda de transformación a 138 kV, una celda de compensación reactiva y un reactor de 30 MVAR a 220 kV con una bobina de 1 Henrio para conexión de neutro a tierra, todo este equipamiento instalado en terreno de la S.E. Tingo María de propiedad de Red de Energía del Perú S.A. (REP);
- S.E. Vizcarra: Equipamiento de una celda de salida de 220 kV a S.E. Paramonga Nueva, instalada en una barra en anillo; y
- S.E. Paramonga Nueva: Equipamiento de una celda de llegada de una línea de 220 kV a S.E. Vizcarra, instalada en una ampliación al terreno de la S.E. Paramonga Nueva de propiedad de REP.

Se incluye también la parte correspondiente a las instalaciones comunes a todos los equipos de la subestación, tales como los servicios auxiliares, celda de acoplamiento si existiera, sistema de comunicaciones, sistema de puesta a tierra profunda, instalaciones eléctricas exteriores, obras civiles del edificio de control y obras civiles generales, costo del terreno, gastos de ingeniería y supervisión, gastos financieros y gastos administrativos.

4. COSTO TOTAL DE TRANSMISIÓN Y PEAJES ANUALES

A continuación presentamos el detalle del Costo Total de Transmisión y los Peajes Anuales por el uso del SPT de ETESELVA.

Instalaciones	VNR	aVNR	COyM	Costo Total de Transmisión	Peaje Anual
	US\$	US\$/Año	US\$/Año	US\$/Año	S./Año
SPT	19 545 471	2 426 446	989 656	3 416 102	9 595 831
Tipo de Cambio	2,809	30 de diciembre de 2010			
Tasa	12%				
Vida Útil	30				
Mensualidad	0,009488793				

Se ha utilizado el tipo de cambio de 2,809 S./US\$ de fecha 30 de diciembre de 2010, calculado por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP del Perú, valor venta correspondiente al último día hábil del mes anterior al de su aplicación, publicado en el Diario Oficial El Peruano, tal como lo indica el OSINERMING en la Norma.

1. ANTECEDENTES

1.1. OBJETO DEL ESTUDIO

El presente estudio contiene la propuesta de Tarifas del Sistema Principal de Transmisión de ETESELVA para la Fijación de Tarifas en Barra, período mayo 2011 – abril 2012.

1.2. BASE CONCEPTUAL

La Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (“LCE”) y su Reglamento establecen que la remuneración de los sistemas de transmisión corresponde a la configuración del sistema eléctrico como aquel sistema de mínimo costo y que permite brindar el servicio de transmisión en forma eficiente y cumpliendo las normas técnicas y medio ambientales vigentes.

A efecto de establecer las compensaciones por el uso de los sistemas de transmisión, la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículo 58°) distingue dos tipos de instalaciones de transmisión el Sistema Principal de Transmisión (SPT) y el Sistema Secundario de Transmisión (SST). El sistema de transmisión de ETESELVA cuenta con instalaciones del sistema de transmisión principal y secundaria.

En cumplimiento a lo establecido en el Artículo 77° de la LCE, que textualmente indica lo siguiente:

Artículo. 77º.- 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.

Por tal motivo, correspondió actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión, que fueron revisadas el año 2005, en la Fijación Precios en Barra aplicables al período comprendido entre el 01 de mayo de 2009 y el 30 de abril de 2010.

2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ETESELVA

2.1. FUNCIÓN

El Sistema de Transmisión de ETESELVA, diseñado en los niveles de tensión 220 kV y 138 kV, está ubicado en el Centro Oriente del país, desde Paramonga en la costa hasta Aguaytía en la selva central, pasando por zonas con diferentes climas y altitudes, con una altitud máxima de 4 700 m.s.n.m.

El Sistema de Transmisión de ETESELVA está conformado por las siguientes instalaciones:

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

- Línea de Transmisión a 220 kV Aguaytía - Tingo María (L-2251);
- Línea de Transmisión a 220 KV Tingo María - Vizcarra (L-2252); y
- Línea de Transmisión a 220 kV Vizcarra – Paramonga Nueva (L-2253).

SUBESTACIONES

- Subestación Aguaytía 220 kV;
- Ampliación Subestación Tingo María 220 kV y 138 kV;
- Subestación Vizcarra 220 kV; y
- Ampliación Subestación Paramonga Nueva 220 kV.

Actualmente, la red se extiende desde Aguaytía, en 138 kV, hasta la ciudad de Pucallpa mediante la línea Aguaytía - Pucallpa de propiedad de la Empresa Interconexión Eléctrica ISA PERÚ S.A. y cuando la Central Térmica Aguaytía no está generando, la L-2251 también sirve para transmitir energía proveniente del SINAC hacia Aguaytía y desde allí a Pucallpa.

El suministro de energía a la Compañía Minera Antamina S.A. en la S.E. Vizcarra, que constituye la carga individual más importante del Sistema de Transmisión de ETESELVA, se efectúa desde la S.E. Paramonga Nueva, por la LT Paramonga Nueva - Vizcarra, L-2253 y desde la S.E. Tingo María, por la LT Tingo María - Vizcarra, L-2252. Este suministro se ha reforzado con la puesta en servicio de la L.T. 220 kV Oroya Nueva - Carhuamayo - Paragsha - Vizcarra de propiedad de la Empresa Interconexión Eléctrica ISA PERÚ S.A.

La LT 220 kV Aguaytía - Tingo María - Vizcarra - Paramonga Nueva en su conjunto tiene aproximadamente 392,00 km de longitud y en forma desagregada la longitud de cada tramo de línea es como sigue:

- Línea de Transmisión Aguaytía - Tingo María (L-2251) de 73,267 km;
- Línea de Transmisión Tingo María - Vizcarra (L-2252) de 173,476 km; y
- Línea de Transmisión Vizcarra - Paramonga Nueva (L-2253) de 145,260 km.

Para efectos de mantener una confiabilidad adecuada del sistema, las Subestaciones Aguaytía, Tingo María y Vizcarra han sido diseñadas con un sistema de barras en anillo, que permite efectuar el mantenimiento electromecánico del equipamiento sin interrupción del suministro.

En el caso de la S.E. Paramonga Nueva la configuración es de simple barra, prevista en un futuro inmediato a doble barra. La necesidad de esta segunda barra es principalmente para disminuir las interrupciones por mantenimiento debido al medio altamente contaminante y corrosivo de la zona, por su cercanía al mar.

2.2. SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

El Sistema Principal de Transmisión de ETESELVA comprende las instalaciones siguientes:

- L.T. 220 kV Vizcarra – Paramonga Nueva (L–2253), recorre zonas de sierra y costa con una longitud total aproximada de 145,26 km de los cuales 102,12 km corresponden a sierra y 43.14 km a costa. La altitud de inicio y fin de esta línea es de 3 600 y 110 m.s.n.m. respectivamente, siendo el punto más alto 4 754 m.s.n.m. La Cota para la zona de costa se ha considerado 500 m.s.n.m;
- Celdas de transformador a 220 kV y 138 kV de la S.E. Tingo María;
- Autotransformador 220/138/10 kV, de 50/50/10 MVA, de la S.E. Tingo María;
- Una celda de compensación reactiva a 220 kV con un reactor inductivo y una reactancia al neutro de 1 Henrio;
- Equipamiento electromecánico a 220 kV de ETESELVA para la L–2253 en la S.E. Vizcarra; y
- Celda de línea de llegada a 220 kV para la L-2253 de la S.E. Paramonga Nueva.

2.3. SISTEMA SECUNDARIO DE TRANSMISIÓN

El Sistema de Transmisión Secundario comprende las instalaciones siguientes:

- L.T. 220 kV Aguaytía - Tingo María, L–2251, recorre zonas de selva con abundante vegetación con una distancia total aproximada de 73,267 km, la altitud de inicio y fin de esta línea es de 300 y 673 m.s.n.m. respectivamente, sin embargo existe un punto a la altitud de 1 810 m.s.n.m.
- L.T. 220 kV Tingo María – Vizcarra, L–2252, en su primer tramo recorre zonas de selva con abundante vegetación hasta la zona de Carpish ubicada a 2 954 m.s.n.m., el segundo tramo recorre zonas de sierra hasta la S.E. Vizcarra ubicada a 3 623 m.s.n.m., la altitud máxima en el recorrido total de esta línea es de 4 173 m.s.n.m. La longitud total de esta línea es aproximadamente de 173,476 km, de los cuales 54.59 km corresponden a zona selva y 118.88 km a zona de sierra.
- S.E. Aguaytía, que comprende los siguientes equipos principales:
 - ◆ Equipamiento de sistema de barras del tipo anillo;
 - ◆ Equipamiento de dos celdas de llegada a 220 kV desde los transformadores de la Central Térmica Aguaytía; y
 - ◆ Equipamiento de una celda de salida a 220 kV a la S.E. Tingo María.

- S.E. Tingo María que comprende los siguientes equipos principales:
 - ◆ Equipamiento sistema de barras del tipo anillo;
 - ◆ Equipamiento de la celda de llegada a 220 kV desde la S.E. Aguaytía; y
 - ◆ Equipamiento de la celda de salida a 220 kV a la S.E. Vizcarra.
- S.E. Vizcarra que comprende los siguientes equipos principales:
 - ◆ Equipamiento de la celda de llegada a 220 kV desde la S.E. Tingo María.

2.4. CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

En el Cuadro N° 2.4-1 se resumen las características generales de las líneas de transmisión del Sistema de Transmisión de ETESELVA.

Cuadro N° 2.4-1.: Características Generales de las Líneas de Transmisión de ETESELVA

Línea	L-2251 (Selva)	L-2252 (Selva)	L-2252 (Sierra)	L-2253 (Sierra)	L-2253 (Costa)
Tensión Nominal (kV)	220	220	220	220	220
Número de ternas	1	1	1	1	1
Longitud (km)	73,267	54,65	118,91	102,13	43,13
Vano Promedio (m)	464	492	464	429	433
Capacidad de Transporte (MVA)	190	190	190	190	190

CONDUCTOR

A continuación se muestra las características del conductor utilizado en las líneas de transmisión de ETESELVA:

Material	:	ACSR
Tipo	:	Curlew
Sección (mm ²)	:	591,5
Diámetro del Cable (mm)	:	31,65
Formación (*) N° de hilos / Diámetro (mm)	:	54 / 3,51
Peso (kg/m)	:	1,981

(*) El alma de acero es de 7 hilos de 3,51 mm de diámetro.

ESTRUCTURAS

Con el propósito de determinar el cálculo mecánico del conductor y del cable de guarda, así como el aislamiento eléctrico, las Líneas de Transmisión de ETESELVA han sido divididas en las zonas siguientes:

Zonas Mecánicas	Elevación m.s.n.m.	Zonas de Aislamiento	Elevación m.s.n.m.
Zona 1	4500 m < h	Zona 1	h < 1000 m
Zona 2	4000 m < h ≤ 4500 m	Zona 2	1000 m < h ≤ 2500 m
Zona 3	3000 m < h ≤ 4000 m	Zona 3	2500 m < h ≤ 3500 m
Zona 4	1500 m < h ≤ 3000 m	Zona 4	3500 m < h ≤ 4000 m
Zona 5	H ≤ 1500 m	Especial	4000 m < h

Las estructuras usadas en las Líneas de Transmisión de ETESELVA, corresponden a estructuras con un solo cable de guarda, sin embargo están preparadas para dos cables de guarda.

El tipo de estructuras y su correspondiente utilización es como se indica a continuación:

Estructura de Suspensión	Utilización
22 A.2TM	Debajo de los 4000 m.s.n.m.
22 B.2T	Debajo de los 4000 m.s.n.m.
22 A1.2T	Sobre los 4000 m.s.n.m.
Estructura de Anclaje	Utilización
22 C.2T	Debajo de los 4000 m.s.n.m.
22 D.2T	Debajo de los 4000 m.s.n.m.
22 C1.2T	Sobre los 4000 m.s.n.m.
22 D1.2T	Sobre los 4000 m.s.n.m.

La clasificación de las estructuras y su descripción se muestra a continuación:

ESTRUCTURAS A UTILIZAR BAJO LOS 4 000 M.S.N.M. ZONAS 3, 4 Y 5

Tipo	Descripción
22 A. 2TM	Torre de suspensión para vanos normales
22 B.2T	Torres de suspensión para vanos mayores y ángulos hasta 7°
22 C.2T	Torres de anclaje para ángulos iguales o menores que 30°
22 D.2T	Torres de anclaje para ángulos mayores que 30° y remate

ESTRUCTURAS A UTILIZAR SOBRE LOS 4000 M.S.N.M. ZONAS 1, 2, 3, 4 Y 5

Tipo	Descripción
22 A1.2T	Torres de suspensión
22 C1.2T	Torres de anclaje para ángulos iguales o menores que 30°
22 D1.2T	Torres de anclaje para ángulos mayores que 30° hasta 50°
22DD.2TAP	Torre especial de suspensión

AISLADORES

En el Cuadro N° 2.4-2 se resume la cantidad y tipo de aisladores utilizados en las torres de suspensión y anclaje, clasificados por zona.

Cuadro N° 2.4-2.: Aisladores por Tipos de Zonas

Zona	Torre	Aisladores			Ferretería
		Cantidad	Tipo	kN	kN
Zona 1 – Costa	Suspensión	15	Antifog	70	120
	Anclaje	15	Antifog	120	120
Zona 1 – Interior	Suspensión	15	Normal	70	120
	Anclaje	15	Normal	120	120
Zona 2	Suspensión	16	Normal	70	120
	Anclaje	16	Normal	120	120
Zona 3	Suspensión	19	Normal	120	120
	Anclaje	19	Normal	160	210
Zona 4	Suspensión	21	Normal	120	120
	Anclaje	21	Normal	160	210
Especial	Suspensión	21	Normal	160	210
	Anclaje	21	Normal	210	210

CABLE DE GUARDA

Las características del cable de guarda son las siguientes:

Material	:	Acero Galvanizado
Tipo	:	E.H.S. (*)
Sección (mm ²)	:	70

Diámetro del Cable (mm) : 9,52
Peso (kg/m) : 0,0404

(*) E.H.S. = Extra High Strength (Alto Valor de Rotura).

2.5. CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES

Las características principales de los equipamientos considerados en las subestaciones son las siguientes:

2.5.1. S.E. AGUAYTÍA

La S.E. Aguaytía se encuentra ubicada en la localidad de Aguaytía, de la provincia del Padre Abad, Departamento de Ucayali, y es el punto de inicio del Sistema de Transmisión de ETESELVA que se extiende entre las subestaciones Aguaytía, Tingo María, Vizcarra y Paramonga Nueva.

Las características fundamentales de la subestación son las siguientes:

- Consta de un sistema de barras a 220 kV con disposición en anillo, a la intemperie.
- Dos barras flexibles.
- Dos celdas de llegada a 220 kV de los transformadores principales de la CT Aguaytía, equipada cada una, con los siguientes elementos:
 - ◆ Tres seccionadores de barra;
 - ◆ Un interruptor SF6 con una bobina de cierre y dos bobinas de disparo;
 - ◆ Un transformador de tensión capacitivo; y
 - ◆ Tres transformadores de corriente (clase 5 y clase 0,5).
- Una celda de salida de línea a 220 kV, hacia la S.E. Tingo María, equipada con los siguientes elementos:
 - ◆ Un seccionador de línea con seccionador de puesta a tierra;
 - ◆ Un seccionador de barra;
 - ◆ Un interruptor SF6 con una bobina de cierre y dos bobinas de disparo;

- ◆ Tres transformadores de tensión capacitivo;
- ◆ Tres transformadores de corriente (Clase 5 y Clase 0,5);
- ◆ Onda Portadora (fases S y R); y
- ◆ Tres pararrayos de óxido de zinc (ZnO).
- Servicios auxiliares de corriente continua y corriente alterna, equipados con los siguientes elementos:
 - ◆ Un banco de baterías 110 (Vcc);
 - ◆ Un banco de baterías 48 (Vcc);
 - ◆ Un cargador para banco de baterías 110 (Vcc); y
 - ◆ Un cargador para banco de baterías 48 (Vcc).
- Tablero de control
 - ◆ Cuatro paneles de control y protección, incluye SCU, Relés y RTU;
 - ◆ Un tablero de medición de energía;
 - ◆ Un tablero de teleprotección, Onda Portadora y Comunicaciones;
 - ◆ Un tablero de servicios auxiliares Vac;
 - ◆ Un tablero de servicios auxiliares Vac 110 V; y
 - ◆ Un tablero de servicios auxiliares Vcc 48 V.
- Pórticos y soportes
 - ◆ Pórticos de barras y líneas 220 kV; y
 - ◆ Soportes para equipos de 220 kV.
- Edificio de control de material noble con equipos de aire acondicionado.
- Sistema de iluminación perimetral con postes de concreto y luminarias tipo pastoral y reflectores de alta presión de sodio.
- Cerco perimétrico con paños de malla metálica.

Ampliación de propiedad de ISA PERÚ S.A. para el suministro eléctrico a las ciudades de Pucallpa y Aguaytía, que consta de lo siguiente:

- Una celda de salida en 220 kV para el Autotransformador a 220/138/22.9 kV, equipada con los siguientes elementos:
 - ◆ Un sistema de barras flexibles y dos pórticos;

- ◆ Dos seccionadores de barra;
 - ◆ Un interruptor SF6 con una bobina de cierre y dos bobinas de disparo;
 - ◆ Un transformador de tensión capacitivo; y
 - ◆ Tres transformadores de corriente (Clase 5 y Clase 0,5).
- Un Autotransformador 220/138/22.9 kV, para conectar con la S.E. Parque Industrial de Pucallpa a 138 kV, equipada con los siguientes elementos:
- ◆ Tres pararrayos de óxido de zinc 220 kV; y
 - ◆ Tres pararrayos de óxido de zinc 138 kV.
- Una celda de Transformador a 138 kV, equipada con los siguientes elementos:
- ◆ Un pórtico de salida;
 - ◆ Un seccionador de barra;
 - ◆ Un interruptor SF6 con una bobina de cierre y dos bobinas de disparo;
 - ◆ Tres transformadores de tensión capacitivo;
 - ◆ Tres transformadores de corriente (Clase 5 y Clase 0,5); y
 - ◆ Dos trampas de onda portadora.
- Una celda de Transformador a 22.9 kV, equipada con los siguientes elementos:
- ◆ Un seccionador de barra;
 - ◆ Un interruptor SF6 con una bobina de cierre y dos bobinas de disparo;
 - ◆ Tres transformadores de tensión capacitivo;
 - ◆ Tres transformadores de corriente (Clase 5 y Clase 0,5); y
 - ◆ Un transformador zig – zag.

2.5.2. AMPLIACIÓN S.E. TINGO MARÍA

Con el propósito de posibilitar la interconexión del Sistema de Transmisión de ETESELVA a 220 kV con el Sistema de Transmisión de REP a 138 kV (en la Sierra Central entre Tingo María, Huánuco y Paragsha), en terrenos de la S.E. Tingo María, propiedad de REP, ETESELVA construyó la ampliación a nivel de 220 kV.

La S.E. Tingo María se encuentra ubicada en la localidad de Tingo María, Distrito de Rupa Rupa, de la provincia de Leoncio Prado, Departamento de Huánuco.

Esta subestación se conecta a la S.E. Aguaytía mediante la L.T. 220 kV Aguaytía – Tingo María, L-2251; y se enlaza con la S.E. Vizcarra mediante la L.T. 220 kV Tingo María – Vizcarra, L-2252.

Las características fundamentales de la ampliación de la S.E. Tingo María son las siguientes:

- Consta de un sistema de barras a 220 kV con disposición en anillo a la intemperie.
- Dos barras flexibles.
- Dos celda de línea a 220 kV, una de llegada de la S.E. Aguaytía mediante la L-2251 y una de salida hacia la S.E. Vizcarra mediante la L-2252, equipadas con los siguientes elementos:
 - ◆ Un seccionador de línea con seccionador de puesta a tierra;
 - ◆ Un seccionador de barra;
 - ◆ Un interruptor uni-tripolar SF6 con una bobina de cierre y dos bobinas de disparo;
 - ◆ Tres transformadores de tensión capacitivo (Fases S, R y T);
 - ◆ Tres transformadores de corriente (Clase 5 y Clase 0,5);
 - ◆ Tres pararrayos de óxido de zinc;
 - ◆ Dos trampas de Onda Portadora (Fases S y T);
 - ◆ Dos trampas de Onda Portadora (Fases S y R); y
 - ◆ Tres pararrayos de óxido de zinc.

- Una celda de Transformador a 220kV, equipada con los siguientes elementos:
 - ◆ Dos seccionadores tripolares de barra;
 - ◆ Un interruptor SF6 con una bobina de cierre y dos bobinas de disparo;
 - ◆ Un transformador de tensión capacitivo (S); y
 - ◆ Tres transformadores de corriente (Clase 5 y Clase 0,5).
- Un Autotransformador 50 MVA - 220/138/10 kV, para conectar con la S.E. Tingo María a 138 kV de propiedad de REP, equipada con los siguientes elementos:
 - ◆ Tres pararrayos de óxido de zinc 220 kV;
 - ◆ Un Autotransformador 220/138/10 kV; y
 - ◆ Tres pararrayos de óxido de zinc 138 kV.
- Una celda de Transformador a 138 kV, equipada con los siguientes elementos:
 - ◆ Un seccionador de barra;
 - ◆ Un interruptor SF6 con una bobina de cierre y dos bobinas de disparo;
 - ◆ Tres transformadores de tensión capacitivo; y
 - ◆ Tres transformadores de corriente (Clase 5 y Clase 0,5).
- Una celda de Reactor a 220 kV, equipada con los siguientes elementos:
 - ◆ Un interruptor SF6 con una bobina de cierre y dos bobinas de disparo;
 - ◆ Un seccionador con tripular de barra;
 - ◆ Un seccionador tripular con cuchillas de puesta a tierra; y
 - ◆ Tres pararrayos de óxido de zinc 220 kV.
- Un reactor de 30 MVAR con transformadores de corriente incorporados y los siguientes equipos:
 - ◆ Tres pararrayos de óxido de zinc 220 kV;
 - ◆ Una inductancia al neutro de 1 Henrio; y

- ◆ Cinco pararrayos al neutro.
- Servicios auxiliares de corriente continua y corriente alterna, equipados con los siguientes elementos:
 - ◆ Un banco de baterías 110 VAC;
 - ◆ Un banco de baterías 48 VCC;
 - ◆ Un cargador para banco de baterías 110 VAC;
 - ◆ Un cargador para banco de baterías 48 VCC; y
 - ◆ Un transformador de servicios auxiliares trifásico 200 kVA, 10/0,4 – 0,23 kV.
- Tablero de control
 - ◆ Ocho paneles de control y protección, incluye SCU, relés y RTU;
 - ◆ Un tablero de medición de energía activa;
 - ◆ Dos tableros de teleprotección, onda portadora y comunicaciones;
 - ◆ Un tablero de servicios auxiliares VAC;
 - ◆ Un tablero de servicios auxiliares VAC 110 V; y
 - ◆ Un tablero de servicios auxiliares VCC 48 V.
- Pórticos y soportes.
 - ◆ Pórticos de barras y líneas 220 kV; y
 - ◆ Soportes para equipos de 220 kV.
- Edificio de control compartido con REP;
- Dos ambientes de almacenaje techados al costado del patio de llaves, uno cerrado y otro abierto.
- Cerco perimétrico de ladrillo, tarrajado y pintado.
- Sistema de iluminación perimetral con postes de concreto y luminarias tipo pastoral y reflectores de alta presión de sodio.

2.5.3. CELDAS DE LA S.E. VIZCARRA

La S.E. Vizcarra, de propiedad de la Compañía Minera Antamina S.A., ubicada en el distrito de Huallanca, Provincia Dos de Mayo, Departamento de Huánuco, se conecta a la S.E. Tingo María mediante la L.T. Tingo María – Vizcarra, L-2252 y se enlaza con la S.E. Paramonga Nueva mediante la L. T. Vizcarra – Paramonga Nueva, L-2253.

De acuerdo al Contrato de Interconexión firmado entre ETESELVA y la Compañía Minera Antamina S.A., ésta última transfirió en propiedad al Sistema de Transmisión ETESELVA, dentro del sistema de barra tipo anillo ubicados en la S.E. Vizcarra, los equipos de maniobra y de medida correspondientes a la línea de salida hacia la S.E. Paramonga Nueva, L-2523.

En cuanto a los equipos de maniobra y de medida correspondientes a la línea de llegada de la subestación Tingo María L-2252, éstos son de propiedad de la Compañía Minera Antamina S.A.

Las características fundamentales de la S.E. Vizcarra, en la parte de propiedad de ETESELVA, son las siguientes:

- Dos celdas de línea a 220 kV, una de llegada mediante la L-2252, de la S.E. Tingo María y una celda de salida mediante la L-2253, hacia la S.E. Paramonga Nueva, equipadas con los siguientes elementos:
 - ◆ Un seccionador de línea con seccionador de puesta a tierra;
 - ◆ Un interruptor de potencia con transformador de corriente toroidales incorporados;
 - ◆ Cuatro transformadores de tensión capacitivo;
 - ◆ Dos trampas de Onda Portadora (Fases S y R) doble juego;
 - ◆ Dos seccionadores de barra; y
 - ◆ Tres pararrayos de óxido de zinc (ZnO).
- Servicios auxiliares de corriente continua y corriente alterna, de uso compartido con la Compañía Minera Antamina; y

- Tableros de control y protección de ETESELVA, ubicados en el edificio de control de propiedad de la Compañía Minera Antamina.

Ampliación de propiedad de ISA PERÚ S.A. para la línea de llegada a 220 kV Paragsha - Vizcarra, que consta de lo siguiente:

- Una celda de llegada de línea a 220 kV equipada con los siguientes elementos:
 - ◆ Un seccionador de línea con seccionador de puesta a tierra;
 - ◆ Un seccionador de barra;
 - ◆ Un interruptor SF6 con una bobina de cierre y dos bobinas de disparo;
 - ◆ Tres transformadores de tensión capacitivo (Fases S y R);
 - ◆ Tres transformadores de corriente (Clase 5 y Clase 0,5);
 - ◆ Tres pararrayos de óxido de zinc; y
 - ◆ Onda Portadora (Fases S y R).

2.5.4. AMPLIACIÓN S.E. PARAMONGA NUEVA

La S.E. Paramonga Nueva se encuentra ubicada en la localidad de Paramonga, Provincia de Barranca, Departamento de Lima, la ampliación de esta subestación por parte de ETESELVA está ubicada dentro del terreno de la S.E. Paramonga Nueva de propiedad de REP.

Esta Subestación se conecta con la S.E. Vizcarra mediante la L.T. Vizcarra - Paramonga Nueva, L-2253 y consta de las siguientes instalaciones principales:

- Una celda de llegada de línea a 220 kV, L-2253, equipada con los siguientes elementos:
 - ◆ Un seccionador de línea con seccionador de puesta a tierra;
 - ◆ Un seccionador de barra;
 - ◆ Un interruptor SF6 con una bobina de cierre y dos bobinas de disparo;
 - ◆ Tres transformadores de tensión capacitivo (Fases S y R);



- ◆ Tres transformadores de corriente (Clase 5 y Clase 0,5);
- ◆ Tres pararrayos de óxido de zinc; y
- ◆ Onda Portadora (Fases S y R).
- Ampliación del sistema de barras de REP.
- Pórticos y soportes.
 - ◆ Pórticos de barras y líneas a 220 kV; y
 - ◆ Soportes para equipos a 220 kV.

3. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO

En cumplimiento a lo establecido en el Artículo 77° de la LCE, que textualmente indica lo siguiente:

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.

Por tal motivo, en la Fijación Precios en Barra período entre el 01 de mayo de 2009 y el 30 de abril de 2010, correspondió actualizar el VNR de las instalaciones de transmisión, que fueron revisadas el año 2005, período en el cual están incluidas las instalaciones del SPT de ETESELVA.

En el Informe N° 0151-2009-GART, que sustenta la Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD, denominada "Resolución que fija los Precios en Barra aplicables al período comprendido entre el 01 de mayo de 2009 y el 30 de abril de 2010", 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 Un Dólares Americanos).

5. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

5.1. COMPOSICIÓN DEL COSTO

El COyM comprende todos los costos en que incurre una empresa para la prestación del servicio eléctrico, con la calidad estipulada en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).

Este costo comprende las actividades necesarias para la operación y mantenimiento del Sistema de Transmisión de ETESELVA, con una organización y personal idóneo, remunerado con sueldos promedio de mercado, que aseguren un servicio adecuado y la gestión sostenida en el tiempo.

El COyM se compone de la siguiente manera:

$$\text{COyM} = \text{CM} + \text{CO} + \text{CG} + \text{CS} + \text{Cs}$$

Donde:

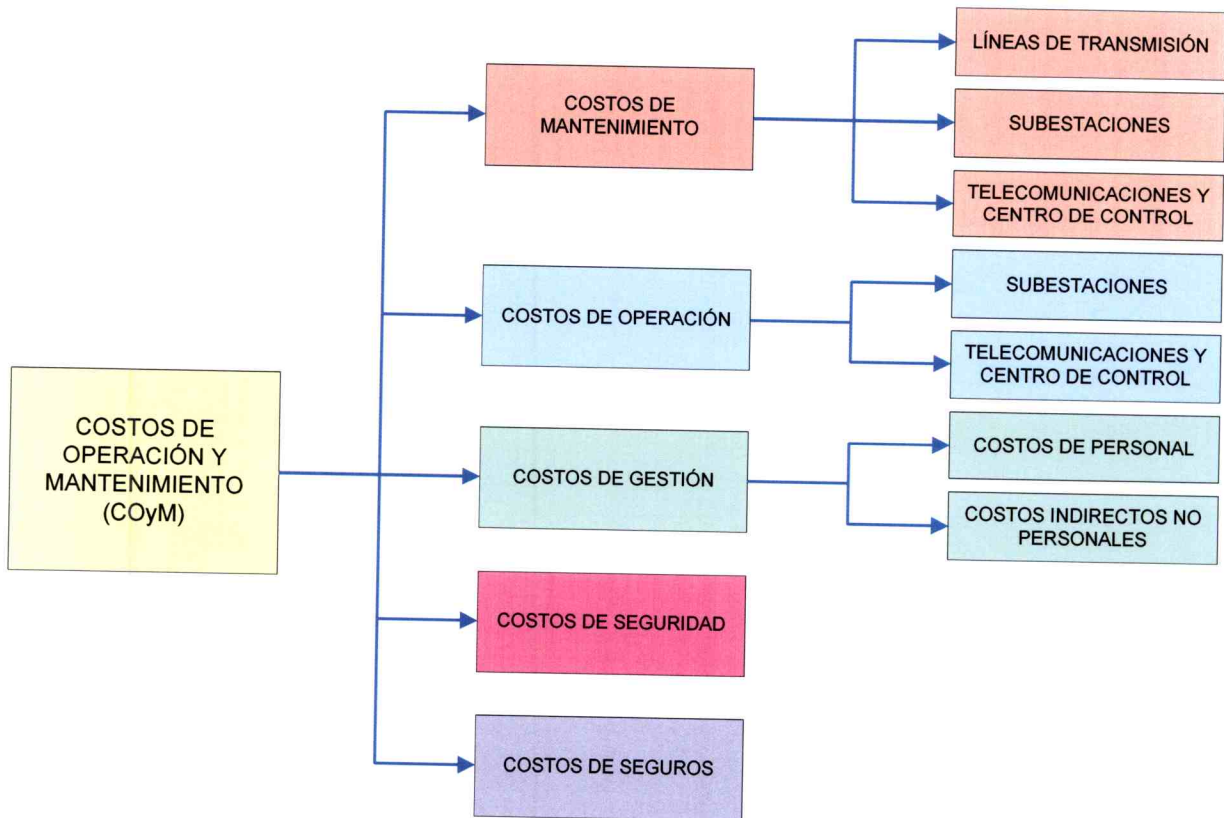
CM = Costo Directo de Mantenimiento (Mantenimiento de Líneas y Subestaciones, mantenimiento del Sistema de Telecomunicaciones y Centro de Control).

CO = Costo de Operación (Operación de Subestaciones, Telecomunicaciones y Centro de Control).

CG = Costo de Gestión (Costos de Personal y Costos Indirectos no personales)

CS = Costo de Seguridad (Protección de Instalaciones)

Cs = Costo de Seguros



5.2. PREMISAS CONSIDERADAS PARA EL ESTUDIO

Para la determinación del COyM, se consideran las siguientes premisas:

- Asegurar un servicio adecuado al cliente.
- Asegurar una gestión sostenida de la empresa.
- La retribución del COyM debe comprender cuando menos:
 - ◆ Costo de personal incluyendo todos los pagos y retenciones que correspondan a la Concesionaria bajo las Leyes Aplicables;
 - ◆ Costo de los contratos de mantenimiento;
 - ◆ Costo de combustibles, lubricantes, etc., de los vehículos;

- ◆ Costo de seguridad;
 - ◆ Costo de seguros; y
 - ◆ Anualidad de capitales inmovilizados en repuestos, herramientas, vehículos y edificios.
- Como costo de seguros se considera lo siguiente:
- ◆ Seguro de Responsabilidad Civil contra cualquier daño, pérdida o lesión que pudiera sobrevenir a propiedades y personas;
 - ◆ Seguro a todo riesgo, que cubra el valor de reemplazo de los bienes de la Concesionaria. La contratación de las pólizas deberá adecuarse a la naturaleza de cada bien. Las coberturas serán cuando menos las siguientes: daños parciales o totales, construcción y montaje, rotura de maquinaria, daños por agua, terremoto, incendio, terrorismo, vandalismo, conmoción civil, hurto y apropiación ilícita.
- Considerar la tecnología actual en la ejecución del mantenimiento.
- Tomar como costo de los recursos los precios actuales de mercado, a los cuales puede acceder ETESELVA, considerando las economías de escala y la ubicación de las instalaciones.
- Simular la operación de una empresa modelo que permita una operación y mantenimiento eficiente.

5.3. ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE MANTENIMIENTO BASADOS EN ACTIVIDADES

Se ha elaborado un estimado de los costos de mantenimiento de acuerdo a la metodología del Costeo Basado en Actividades.

Este modelo de costos obliga a determinar un programa detallado de mantenimiento, definiendo los procesos y actividades, estableciendo frecuencias, rendimientos, modo de ejecución, cantidad y tipo de recursos que se deberán utilizar en cada actividad de mantenimiento.

ETESSELVA cuenta con información real histórica de dichas actividades, debido a que la empresa inició la operación comercial de la C.T. Aguaytía el 20 de Julio de 1998. No obstante, en este estudio se ha realizado una simulación de la operación y el

mantenimiento del sistema, basado en experiencias similares en otros sistemas del país y tomando de referencia la información actual.

5.4. COMPONENTES DEL COYM

El COyM incluye todos los costos de la empresa, los mismos que se pueden agrupar de la siguiente manera:

- Costo de Operación;
- Costo de Mantenimiento;
- Costo de Gestión;
- Costo de Seguridad; y
- Costo de Seguros.

5.4.1. COSTO DE OPERACIÓN

El Costo de Operación considera el costo del personal operativo y sus costos asociados, para realizar sus funciones de operación de Subestaciones y Centro de Control.

Los costos de operación que se incurre en Subestaciones y Centro de Control, incluyen: costos de personal, infraestructura, equipos de seguridad, mantenimiento menor a cargo del operador, limpieza y otros para mantener adecuadamente la instalación del Centro de Control y Subestaciones.

5.4.2. COSTO DE MANTENIMIENTO

Se considera como costo de mantenimiento los costos que cubren el mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo de las líneas de transmisión, las subestaciones y el Centro de Control, los cuales incluyen el costo de personal supervisor, la mano de obra directa, materiales, repuestos, herramientas, equipos y vehículos necesarios para la ejecución de las actividades de mantenimiento. Se considera que los costos de supervisión del mantenimiento de las subestaciones, líneas de transmisión y centro de control es ejecutado por personal propio de la empresa y la mano de obra directa en las actividades de mantenimiento es ejecutada por terceros.

5.4.3. COSTO DE GESTIÓN

El costo de gestión es aquel en que se incurre para poder efectuar la operación y mantenimiento y se clasifica en:

- Suministros diversos;
- Personal;
- Cargas diversas de gestión;
- Servicios de terceros; y
- Tributos.

SUMINISTROS DIVERSOS

Se considera los costos de insumos, materiales, útiles de limpieza, combustible y otros necesarios para la gestión directa e indirecta de la operación y mantenimiento.

PERSONAL

El costo de personal incluye las remuneraciones de los puestos de jefatura de operación y mantenimiento, administrativos y de dirección.

CARGAS DIVERSAS DE GESTIÓN

En este rubro se considera alquileres, gastos de comunicación, gastos notariales, suscripciones, útiles de escritorio, etc.

SERVICIOS DE TERCEROS

Limpieza de edificios de las áreas correspondientes de las oficinas administrativas, servicio de agua, energía eléctrica, teléfono, transporte de personal, correos, servicio de asesorías y otros.

TRIBUTOS

Tributos a gobiernos locales, aportes para gastos del OSINERGMIN, MEM-DGE, COES y otros tributos tales como el pago anual del Impuesto a las Transferencias Financieras.

5.4.4. COSTO DE SEGURIDAD

Como costo de seguridad se considera los costos contra atentados de terceros. Se ha considerado para subestaciones los costos de puestos de vigilancia en cada una de las subestaciones, donde ETESELVA cuenta con instalaciones de transmisión.

5.4.5. COSTO DE SEGUROS

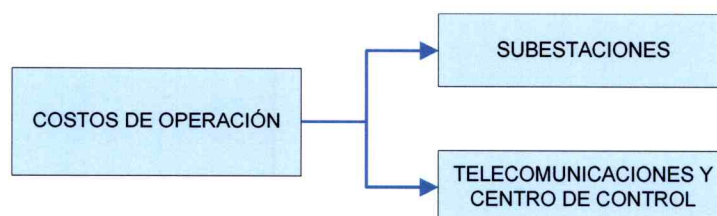
Seguro de Responsabilidad Civil contra cualquier daño, pérdida o lesión que pudiera sobrevenir a propiedades y personas;

Seguro a todo riesgo, que cubra el valor de reemplazo de los bienes de la Concesionaria. La contratación de las pólizas deberá adecuarse a la naturaleza de cada bien. Las coberturas serán cuando menos las siguientes: daños parciales o totales, construcción y montaje, rotura de maquinaria, daños por agua, terremoto, incendio, terrorismo, vandalismo, conmoción civil, hurto y apropiación ilícita.

5.5. COSTOS DE OPERACIÓN

Corresponden a los costos de Operación del Centro de Control y la Operación de las Subestaciones para un correcto funcionamiento del Sistema Principal de Transmisión y del Sistema Secundario de Transmisión de ETESELVA. En el siguiente diagrama se muestra la composición de los costos de operación.

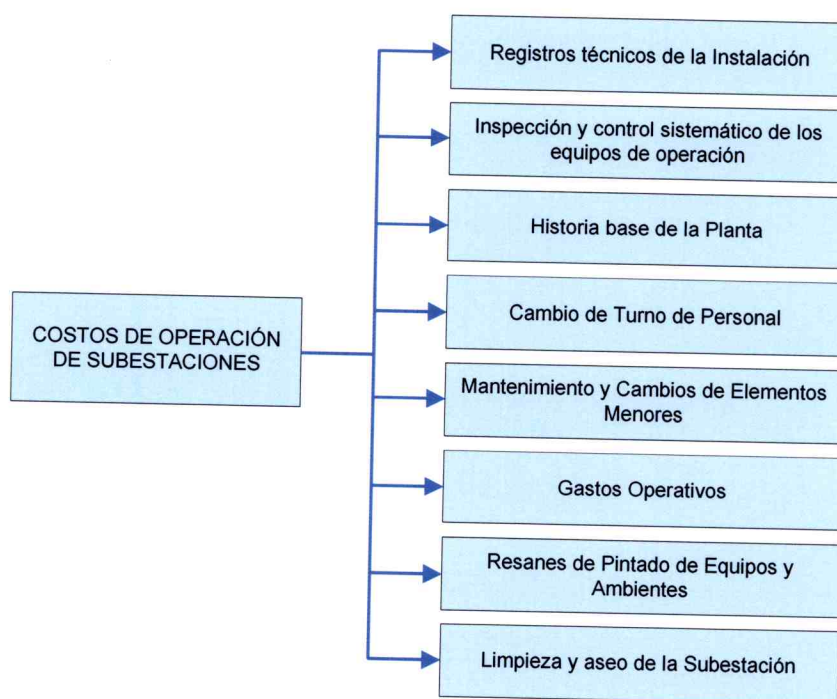
Composición de los Costos de Operación



5.5.1. CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS

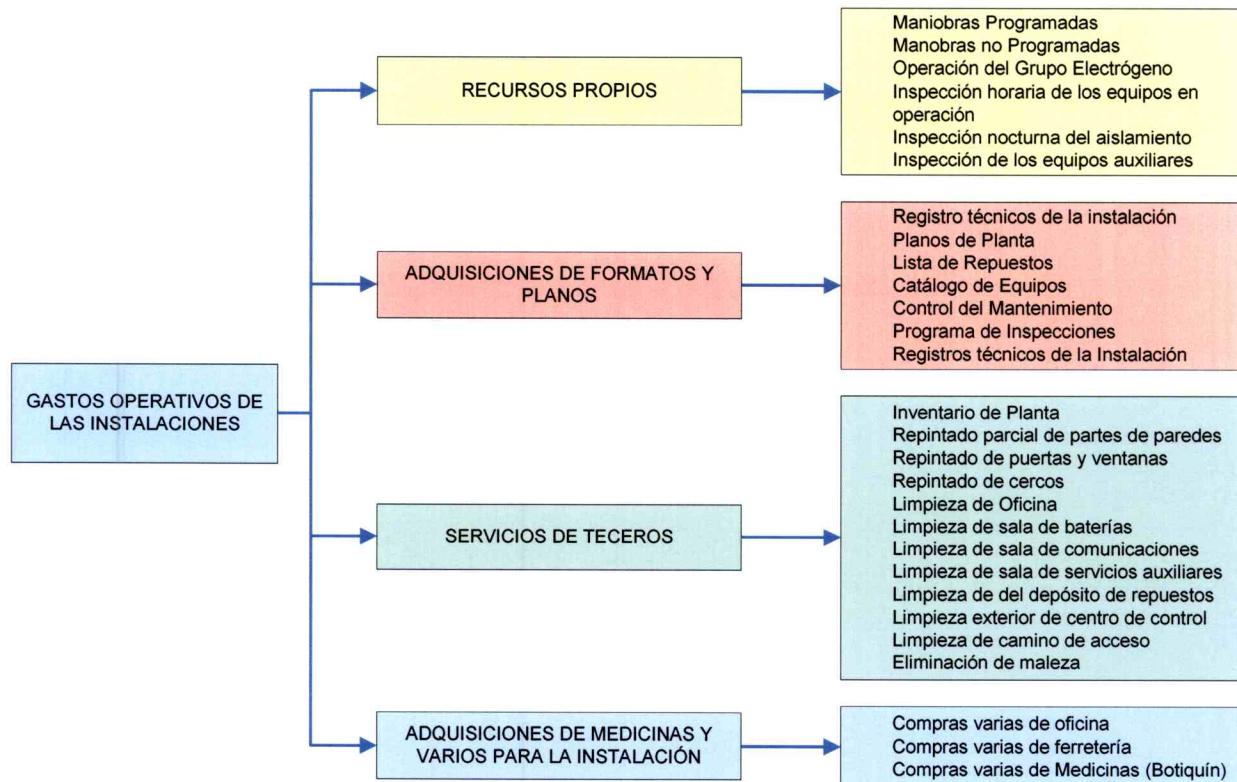
Corresponden a los costos de operación del sistema referidos a la administración de la Subestación y al Centro de Control. Estos se componen en procesos y actividades básicamente a las actividades de maniobras que en forma programada o de emergencia son realizados por el personal de operación de las subestaciones Aguaytía, Tingo María, Vizcarra y Paramonga Nueva. Para cumplir estos objetivos el personal de operadores requiere de una infraestructura básica necesaria para el correcto funcionamiento de la instalación.

Los procesos de operación de las subestaciones se detallan en el diagrama siguiente:



Los Gastos Operativos de las Instalaciones se ha dividido en cuatro subprocesos: i) Recursos Propios, ii) Adquisición de Formatos y Planos, iii) Servicio de Terceros y iv) Adquisición de Medicinas y varios para la Instalación. Cada uno de estos subprocesos se dividen a su vez una serie de actividades como se muestran en el diagrama siguiente.

Principales Actividades para la Operación de una Instalación



Entre las principales actividades de operación, relacionadas directamente con la utilización de los equipos de protección y de telecomunicaciones se encuentran:

- Ejecución y control de las maniobras programadas y de emergencia a ejecutarse por mando local;
- Inspección y verificación del correcto funcionamiento de los equipos en subestaciones
- Registro técnicos de la instalación y análisis de parámetros de la red en condiciones de operación normal y como consecuencia de eventos ocurridos en las líneas de transmisión y subestaciones;
- Reportes del control del mantenimiento, programas, inventarios y autorizaciones de las ordenes de trabajo al área de jerarquía a fin de informar y tomar las medidas correspondientes;

- Los gastos incurridos por el mantenimiento menor, cambios de menor cuantía, resanes y limpiezas dentro de las instalaciones propias; y
- Coordinación de la ejecución de maniobras y su monitoreo dentro de las instalaciones propias así como de las otras empresas de Transmisión.

5.5.2. COSTOS DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES

Las labores de operación de las subestaciones de Aguaytía, Tingo María, Paramonga Nueva y Vizcarra estarán a cargo cada una de un Jefe de Turno, quien contará con dos operadores para la ejecución de las labores de operación de los equipos de maniobra y servicios de sus respectivas instalaciones.

Se considera que el Jefe de Turno cubrirá las labores de operación en las oportunidades que los operadores se encuentren de vacaciones.

Para la atención de las subestaciones se ha considerado: Las herramientas de trabajo que requiere el operador, equipos de maniobras y de seguridad, infraestructura necesaria para la atención de la SE, camioneta permanente de emergencia para recurrir con prontitud a una urgencia operativa y/o humana. Es conveniente anotar que la conducción del vehículo es realizado por el personal propio de turno.

Se ha considerado las adquisiciones de diversos formatos para la función de operación y control del mantenimiento, útiles de oficina, elementos diversos, medicinas y gastos varios como; teléfono, Internet, copias.

Así mismo, se ha considerado el cuidado de posibles partes que puedan dañarse, desyerbado del patio y aseo de la instalación según exigencias de la fiscalización del OSINERGMIN.

Por último, se ha considerado el transporte del personal que consiste en el traslado del personal de turno (2 cambios de turno por día) y en casos de emergencia.

En el Cuadro N° 5.5-1 se muestra la relación de procesos y actividades considerados para la operación de las subestaciones.

Cuadro N° 5.5-1.: Procesos y Actividades de Operación

Procesos	Actividades
Maniobra de equipos electromecánicos	Maniobras Programadas Maniobras de emergencias Operación del Grupo Electrónico
Inspección y control sistemático de los equipos en operación	Inspección horaria de los equipos en operación Inspección nocturna del aislamiento Inspección de los equipos auxiliares
Registros técnicos de la instalación	Registros técnicos de la Instalación Planos de Planta Lista de Repuestos Catalogo de Equipos
Historia base de la planta	Control del Mantenimiento Programa de Inspecciones Inventario de Planta Autorizaciones de Ordenes de Trabajo en la Instalación
Cambio de Turno del Personal	Cambio de turnos
Mantenimiento y Cambios de Elementos Menores	Mantenimientos de Servicios Higiénicos Mantenimiento de Avisos Mantenimiento Menores Varios
Gastos Operativos	Gastos de Movilidad Varios Compras varios de oficina Compras varios de ferreterías Compras varios de Medicinas (Botiquín)
Resanes de Pintado de Equipos y Ambientes	Repintado parcial de partes de paredes Repintado de puertas y ventanas Repintado de cercos
Limpieza y aseo de la subestación	Limpieza de oficina Limpieza de sala de baterías Limpieza de sala de comunicaciones Limpieza de sala de servicios auxiliares Limpieza de almacén Limpieza exterior de centro de control Limpieza de camino de acceso Deshierbado del patio de llaves

Los resultados obtenidos de los costos operativos de cada una de las subestaciones con instalaciones pertenecientes al Sistema de Transmisión de ETESELVA, se muestran en el Cuadro N° 5.5-2. El detalle del costeo se muestra en los Formularios N° 401, N° 402 y N° 405.

Cuadro N° 5.5-2.: Costo Anual de Operación de Subestaciones (US \$)

Procesos	S.E. Aguaytia	S.E. Vizcarra	S.E. Tingo María	S.E. Paramonga Nueva	Total
Maniobra de equipos electromecánicos	17 763	33 783	23 163	33 620	108 329
Inspección y control sistemático equipos operación	11 183	11 165	11 183	11 165	44 697
Registros técnicos de la instalación	11 198	11 108	11 198	11 054	44 560
Historia base de la planta	11 964	12 202	12 730	12 148	49 044
Cambio de turno del personal	12 000	12 000	12 000	8 400	44 400
Mantenimiento y cambios de elementos menores	842	608	842	468	2 761
Gastos operativos	5 577	7 890	14 340	6 900	34 707
Resanes de pintado de equipos y ambientes	950	686	950	528	3 114
Limpieza y aseo de la sub estación	1 926	1 926	1 926	1 926	7 706
Total US\$	73 404	91 370	88 333	86 211	339 317

Para la asignación de los costos de operación de las subestaciones se ha asignado el costo total de operación de acuerdo al VNR de las empresas involucradas. En el Cuadro N° 5.5-3 mostramos los porcentajes de asignación de los costos de las subestaciones entre las empresas que utilizan estas Subestaciones.

Cuadro N° 5.5-3.: Asignación de Costos de Operación de Subestaciones

Subestación	Empresas	Porcentajes
Paramonga Nueva	ETESELVA	5%
	OTROS	95%
Vizcarra	ETESELVA	19%
	OTROS	81%
Tingo María	ETESELVA	74%
	OTROS	26%
Aguaytia	ETESELVA	100%
	OTROS	%

De acuerdo a la metodología empleada se tiene un costo total de operación de Subestaciones de US \$ 339 317; correspondiendo a ETESELVA, US \$ 160 260. El Cuadro N° 5.5-4 se ha cuantificado todos los costos vinculados a la operación de las subestaciones de ETESELVA.

Cuadro N° 5.5-4.: Costo Anual ETESELVA de Operación de Subestaciones - (US \$)

Procesos	S.E. Aguaytia	S.E. Vizcarra	S.E. Tingo María	S.E. Paramonga Nueva	Total
Maniobra de equipos electromecánicos	17 763	6 445	17 178	1 527	42 913
Inspección y control sistemático equipos operación	11 183	2 130	8 293	507	22 114
Registros técnicos de la instalación	11 198	2 119	8 305	502	22 125
Historia base de la planta	11 964	2 328	9 440	552	24 284
Cambio de turno del personal	12 000	2 289	8 899	382	23 570
Mantenimiento y cambios de elementos menores	842	116	625	21	1 604
Gastos operativos	5 577	1 505	10 634	313	18 030
Resanes de pintado de equipos y ambientes	950	131	705	24	1 809
Limpieza y aseo de la sub estación	1 926	368	1 429	88	3 810
Total US\$	73 404	17 432	65 507	3 917	160 260

Asignando los Costos de Operación entre el SPT y SST según el VNR perteneciente a cada sistema, corresponde como costo total de operación de las subestaciones para el SPT la suma de US \$ 53 826, tal como se muestra en el Cuadro N° 5.5-5.

Cuadro N° 5.5-5.: Costo Anual de Operación de Subestaciones SPT - (US \$)

Tipo de Costo	Costo Total Anual (US \$)	Porcentaje Dedicado a Transmisión (%)	Costo Anual Transmisión (US \$)	Porcentaje Dedicado al SPT (%)	Costo Total Anual SPT (US \$)
Operación Subestaciones					
S.E. Paramonga Nueva	86 211	100%	86 211	4,54%	3 917
S.E. Vizcarra	91 370	100%	91 370	3,94%	3 599
S.E. Tingo María	88 333	100%	88 333	52,43%	46 311
Costo Total					53 826

5.5.3. COSTOS DE OPERACIÓN DEL CENTRO DE CONTROL (SALA DE CONTROL)

Estos costos corresponden a las labores de control del sistema eléctrico, operación de los equipos de maniobra, protección y servicios auxiliares de las instalaciones de las subestaciones de Aguaytía Tingo María, Vizcarra y Paramonga Nueva.

Las actividades de control del sistema están a cargo del personal de operación del Centro de Control (Sala de control) quienes son los que coordinan con los operadores de cada subestación para la recopilación de las lecturas horarias de los parámetros eléctricos a fin de registrarlos y al final de la jornada entregarlos al encargado del análisis.

El personal de operadores estará a cargo de un Jefe del Centro de Control quien planificará las operaciones y coordinará éstas con la Unidad de Transmisión y será también el especialista en análisis de sistemas eléctricos, quien evaluará las condiciones de operación de la red y analizará las perturbaciones y/o fallas que se hayan presentado en el sistema.

Contará además con personal de apoyo técnico que se encargará de la operación de las telecomunicaciones y protecciones del sistema.

En el Cuadro N° 5.5-6 se muestra el resultado final de los costos de operación del Centro de Control, el detalle de estos cálculos se aprecian en el los Formularios N° 403, N° 404 y N° 405.

Cuadro N° 5.5-6.: Costo de Anual de Operación del Centro de Control - (US \$)

PROCESOS	TOTAL
Operación de Centro de Control	83 164

La asignación de los costos de operación al SPT se ha efectuado en función del VNR. Resultando el costo de operación del Centro de Control para el SPT la suma de US \$ 39 550, tal como se muestra en el Cuadro N° 5.5-7.

Cuadro N° 5.5-7.: Costo Anual de Operación de Centro de Control – SPT US \$

Tipo De Costo	Costo Total Anual (US \$)	Porcentaje Dedicado A Transmisión (%)	Costo Anual Transmisión (US \$)	Porcentaje Dedicado Al SPT (%)	Costo Total Anual SPT (US\$)
Centro de Control	83 164	100%	83 164	47,56%	39 550

El costo total de Operación para el SPT asciende a 136 000 dólares americanos, tal como se muestra en el Cuadro N° 5.5-8.

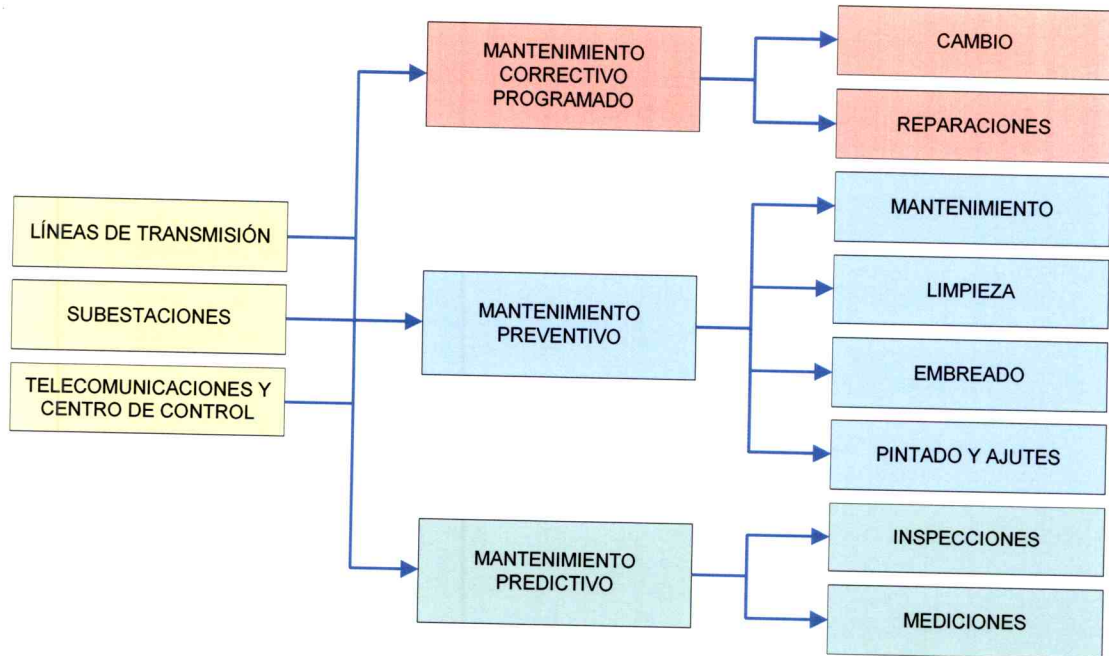
Cuadro N° 5.5-8.: Costo Anual de Operación – SPT

Tipo de Costo	Costo Total Anual (US \$)	Porcentaje Dedicado a Transmisión (%)	Costo Anual Transmisión (US \$)	Porcentaje Dedicado al SPT (%)	Costo Total Anual SPT (US \$)
S.E. Vizcarra	86 211	100%	86 211	4,54%	3 917
S.E. Tingo María	91 370	100%	91 370	3,94%	3 599
S.E. Aguaytía	88 333	100%	88 333	52,43%	46 311
Centro de Control	83 164	100%	83 164	47,56%	39 550
Costo Total de Operaciones					93 376

5.6. COSTOS DIRECTOS DE MANTENIMIENTO

El costo directo de mantenimiento comprende:

- Costo Directo de Mantenimiento de Líneas de Transmisión;
- Costo Directo de Mantenimiento de Subestaciones;
- Costo Directo de Mantenimiento de Centro de Control y Telecomunicaciones.



5.6.1. COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS

Las instalaciones del Sistema de Transmisión de ETESELVA son:

Sistema Principal de Transmisión

- Línea de transmisión a 220 kV entre la S.E. Vizcarra y la S.E. Paramonga Nueva (L-2253)

Sistema Secundario de Transmisión

- Línea de transmisión a 220 kV entre la S.E. Aguaytía y la S.E. Tingo María (L-2251)
- Línea de transmisión a 220 kV entre la S.E. Tingo María y la S.E. Vizcarra (L-2252)

Las instalaciones son de tecnología actual, que requieren un mínimo de mantenimiento por lo que sus respectivas frecuencias de mantenimiento son mínimas.

Los costos de mano de obra, materiales, equipos y herramientas utilizados en la valorización de las actividades de mantenimiento corresponden a costos reales de mercado de proveedores y contratistas. En el presente informe se ha empleado la información de costos empleados por el OSINERGMIN en la fijación de Precios en Barra para el período mayo 2010 – abril 2011 y en la fijación de Peajes y Compensaciones para los SST y SCT, período 2009 – 2013 (ver Formularios N° 001 y N° 002).

La definición de las frecuencias de mantenimiento toma en cuenta tres aspectos:

- El tipo de material del equipamiento de las instalaciones;
- La ubicación geográfica de las instalaciones; y
- El grado de contaminación que rodea a dicha instalación.

PROCESOS Y ACTIVIDADES

De acuerdo a la metodología de costeo, se definen los procesos y actividades los cuales consumen recursos de mano de obra, materiales e insumos y el uso de equipos y herramientas de distinta naturaleza cuyo destino es el mantenimiento de las instalaciones.

Los procesos definidos involucran los tipos de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo programado:

- Mantenimiento Predictivo: involucra actividades de Inspección y Medición;
- Mantenimiento Preventivo: involucra actividades de Mantenimiento, Limpieza, Embreado, Pintado y Ajustes; y
- Mantenimiento Correctivo Programado: involucra actividades de Cambios y Reparaciones.

En el Cuadro N° 5.6-1 se muestran los procesos y actividades definidos para el Mantenimiento de Líneas de Transmisión:

Cuadro N° 5.6-1.: Procesos y Actividades de Mantenimiento de Líneas de Transmisión

Procesos	Tipo de Mantenimiento	Actividades
Inspección Ocular de Líneas Aéreas	Mantenimiento Predictivo	Inspección Ligera
		Inspección Minuciosa
		Inspección Nocturna
Mantenimiento Aisladores de Líneas Aéreas	Mantenimiento Preventivo	Limpieza Manual
		Cambio Manual de Silicona de Aisladores
		Ajuste de Grapas Bifilares en Cuellos Muertos
Mantenimiento de Defensas y Servidumbre	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Defensas, Ríos y Avenidas
		Mantenimiento Faja de Servidumbre (Costa)
		Mantenimiento Faja de Servidumbre (Selva)
		Mantenimiento Faja de Servidumbre (Sierra)
Mantenimiento Caminos de Accesos	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento de Trochas Carrozables
		Mantenimiento de Caminos Peatonales
Mantenimiento Electromecánico de Líneas Aéreas	Mantenimiento Correctivo Programado	Cambio de Aisladores
		Cambio de Conductores
		Cambio de Ferretería
		Reparación de Conductores
		Cambio de Cable de Guarda
Mantenimiento Estructuras de Líneas Aéreas	Mantenimiento Preventivo	Pintado de Estructuras
		Pintado de Fases y Rótulos
		Embreado de Patas (Torres)
	Mantenimiento Correctivo Programado	Cambio de Perfiles
Reparación de bases de torres		
Mantenimiento Sistema de Puesta a Tierra	Mantenimiento Predictivo	Medición Puesta a Tierra
	Mantenimiento Correctivo Programado	Reparación de Puesta a Tierra
Revisión y Mediciones Eléctricas	Mantenimiento Predictivo	Medición Puntos Calientes
		Medición de Distribución de Potencial

Una vez definidas las actividades se valorizan, mediante análisis de costos unitarios por actividad, el mismo que consiste en la asignación de recursos y rendimientos para la realización de cada actividad.

Enseguida se define la frecuencia anual por actividad sobre la base del plan anual de mantenimiento elaborado.

RESULTADOS

Los resultados del Costo Directo de Mantenimiento de Líneas de Transmisión parten de la valorización de los módulos respectivos, el cual toma en cuenta lo siguiente: La unidad a la que se aplica una actividad, el alcance de la actividad o cantidad de unidades, el costo unitario por actividad y la frecuencia de ejecución de una actividad. Dicha valorización se muestra en los Formularios N° 003, N° 101 y N° 102.

La sumatoria de los costos parciales por cada tipo de línea, nos da el costo total de mantenimiento en este rubro.

En el cuadro N° 5.6-2 se muestran los resultados de los costos de mantenimiento de las líneas de transmisión para el Sistema Principal de Transmisión.

Cuadro N° 5.6-2.: Costo Directo de Mantenimiento de Líneas de Transmisión - (US \$)

Sistema de Transmisión	Línea de Transmisión	Monto Anual (US\$)
SPT	L.T. 220 kV Vizcarra - Paramonga Nueva	129 626
Total Costo Directo		129 626

5.6.2. COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES

CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS

Las instalaciones del Sistema de Transmisión de ETESELVA son:

Sistema Principal de Transmisión

- Celdas de transformación en 220 y 138KV, autotransformador de 220/138/10.5KV – 50/50/10MVA – ONAF, celda de compensación y reactor de 30 MVAR de la S.E. Tingo María.
- Celda de salida de línea de la S.E. Vizcarra (L-2253).
- Celda de llegada de línea S.E. Paramonga Nueva (L-2253).

Sistema Secundario de Transmisión

- Celda de salida de línea de la S.E. Aguaytía (L-2251).
- Celda de salida de línea de la S.E. Vizcarra (L-2252). (Sin Interruptor de potencia).
- Celda de llegada de línea de la S.E. Tingo María (L-2251).
- Celda de salida de línea de la S.E. Tingo María (L-2252).

Las instalaciones se consideran de tecnología actual, que requieren un mínimo de mantenimiento por lo que sus respectivas frecuencias de mantenimiento son mínimas.

Los costos de mano de obra, materiales, equipos y herramientas utilizados en la valorización de las actividades de mantenimiento corresponden a costos reales de proveedores y contratistas nacionales, para el presente informe se ha empleado la información de costos empleados por el OSINERGMIN en la fijación de Precios en Barra para el período mayo 2010 – abril 2011 y en la fijación de Peajes y Compensaciones para los SST y SCT, período 2009 – 2013 (ver Formularios N° 001 y N° 002).

La definición de las frecuencias de mantenimiento toma en cuenta dos aspectos:

- El tipo de material del equipamiento de las instalaciones y
- El grado de contaminación que rodea a dicha instalación.

Para asignación del mantenimiento de sistema de servicios auxiliares y instalaciones comunes se ha realizado en función del VNR total de las instalaciones de la subestación, para ello se ha empleado la información empleada por el OSINERGMIN en el proceso de fijación tarifaria anterior.

PROCESOS Y ACTIVIDADES

De acuerdo a la metodología de costeo, se definen los procesos y actividades los cuales consumen recursos de mano de obra, materiales e insumos y el uso de equipos y herramientas de distinta naturaleza cuyo destino es el mantenimiento de las instalaciones.

Los procesos definidos involucran los tipos de mantenimiento Predictivo, preventivo y correctivo programado:

- **Mantenimiento Predictivo:** involucra actividades de Inspección, Medición, Análisis y Pruebas;
- **Mantenimiento Preventivo:** involucra actividades de Mantenimiento, Limpieza, Fumigación, Pintado y Ajustes; y
- **Mantenimiento Correctivo Programado:** involucra actividades de Mantenimiento Integral y Mayor.

En el Cuadro N° 5.6-3 se muestran los procesos y actividades definidos para el Mantenimiento de Subestaciones:

Cuadro N° 5.6-3.: Procesos y Actividades para el Mantenimiento de Subestaciones

Procesos	Tipo de Mantenimiento	Actividades
Mantenimiento Celda Línea 220 kV y Transformadores 138 y 220 kV	Mantenimiento Preventivo	Ajuste de Grapas y Conectores
		Limpieza Manual de Aislamiento
		Mantenimiento Equipos de Medición
		Mantenimiento Equipos de Protección
		Mantenimiento Sistema de Control y Señalización
		Mantenimiento Tablero de Control, Medición y Protección
Mantenimiento Celda Línea 220 kV y Transformadores 138 y 220 kV	Mantenimiento Predictivo	Mantenimiento Electromecánico Celda Línea
		Medición Puntos Calientes
		Pruebas de Interruptores
		Pruebas de Seccionadores
	Mantenimiento Correctivo Programado	Prueba de Transformador de Medida
		Mantenimiento Integral de Interruptores
		Mantenimiento Integral de Seccionadores

Procesos	Tipo de Mantenimiento	Actividades
Mantenimiento de Transformador de Potencia	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Electromecánico Transformador
		Mantenimiento Equipos de Medición
		Mantenimiento Equipos de Protección
		Mantenimiento Sistema Control y Señalización
		Pintado del Transformador
	Mantenimiento Predictivo	Análisis Físico, Químico y Cromatográfico de aceites
		Pruebas Eléctricas del Transformador
	Mantenimiento Correctivo Programado	Regeneración de Aceite Aislante
		Mantenimiento Integral del Transformador
Mantenimiento Mayor Conmutador Bajo Carga		
Mantenimiento Celda Compensación 220 kV	Mantenimiento Preventivo	Ajuste de Grapas y Conectores
		Limpieza Manual de Aislamiento
		Mantenimiento Equipos de Medición
		Mantenimiento Equipos de Protección
		Mantenimiento Sistema Control y Señalización.
		Mantenimiento Electromecánico Celda de Compensación
		Mantenimiento. Tablero de Control, Medición y Protección
		Pintado del Reactor
	Mantenimiento Predictivo	Medición Puntos Calientes
		Pruebas de Interruptores
		Pruebas de Seccionadores
		Pruebas Eléctricas del Reactor
		Análisis Físico Químico y Cromatográfico de aceites
		Prueba de Transformador de Medida
	Mantenimiento Correctivo Programado	Mantenimiento Integral de Interruptores
		Mantenimiento Integral de Seccionadores
		Mantenimiento Integral del Reactor
Regeneración de Aceite Aislante		
Mantenimiento de Servicios Auxiliares	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Banco de Baterías
		Mantenimiento Cargador de Baterías
		Mantenimiento Tablero de Servicio Auxiliares
	Mantenimiento Correctivo Programado	Mantenimiento Integral Transformador SSAA

Procesos	Tipo de Mantenimiento	Actividades
Mantenimiento de Edificios	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Cerco Perimetral
		Mantenimiento Ductos y Canaletas
		Mantenimiento Edificios de Control
		Mantenimiento Sistema Suministro de Agua
		Mantenimiento Sistemas de Iluminación
		Pintado de Estructuras y Pórticos
		Fumigación de Canaletas y Cajas de Interconexión
Mantenimiento Seguridad	Mantenimiento Preventivo	Fumigación de Ambientes
		Seguridad e Higiene Industrial
Mantenimiento Sistema Puesta a tierra	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Sistema Puesta a Tierra
	Mantenimiento Predictivo	Medición de Puesta a Tierra

La valorización de las actividades se realiza mediante análisis de costos unitarios por actividad, el mismo que consiste en la asignación de recursos y rendimientos para la realización de cada actividad.

Luego se define la frecuencia anual por actividad.

La cantidad de unidades por actividad en subestaciones se define metrande el equipamiento que tiene cada una de ellas, tal como número de interruptores, seccionadores, grapas, y otros para los cuales se les asigna una actividad de mantenimiento.

Teniendo estas consideraciones planteadas se valoriza el mantenimiento, determinándose el costo unitario del mismo.

RESULTADOS

Los resultados del Costo Directo de Mantenimiento de Subestaciones toman en cuenta: la unidad a la que se aplica una actividad, alcance de la actividad o cantidad de unidades, costo unitario por actividad y frecuencia de ejecución de una actividad. Dicha valorización se muestra en los Formularios N° 003, N° 201, N° 202 y N° 203.

La sumatoria de los costos parciales por cada subestación del Sistema de Transmisión Principal y Sistema de Transmisión Secundario, nos da el costo directo total en este rubro, el cual se muestra a continuación.

En el Cuadro N° 5.6-4 se muestran los valores del costo directo de mantenimiento de las subestaciones.

Cuadro N° 5.6-4.: Costo Directo de Mantenimiento de Subestaciones - (U.S. \$)

Sistema de Transmisión	Instalación	Monto Anual US \$	% Respecto al total
SPT	S.E. Paramonga Nueva	10 033	7%
	S.E. Vizcarra	10 715	7%
	S.E. Tingo María	52 515	35%
	Sub Total	73 264	49%
SST	S.E. Aguaytía	44 150	29%
	S.E. Vizcarra	10 715	7%
	S.E. Tingo María	22 186	15%
	Sub Total	77 051	51%
Total Costo Directo Mantenimiento		153 764	100 %

El costo directo de mantenimiento de subestaciones del Sistema Principal de Transmisión representa el 49 % y del Sistema Secundario de Transmisión representa el 51 % del costo total del mantenimiento.

5.6.3. COSTO DE MANTENIMIENTO DEL CENTRO DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES

CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS

Corresponde al mantenimiento de los equipos de telecomunicaciones (onda portadora PLC's y radio móvil) Corresponde al mantenimiento de los equipos de telecomunicaciones (onda portadora, PLC's y radio móvil) y centro de control (Sistema SCADA, RTU y servidores) definidas para el Sistema de Transmisión de de ETESELVA.

Para asignación de los costos de telecomunicaciones y centro de control se ha realizado en función de los costos de inversión.

Las instalaciones se consideran de tecnología actual, que requieren un mínimo de mantenimiento por lo que sus respectivas frecuencias de mantenimiento son mínimas.

Los costos de mano de obra, materiales, equipos y herramientas utilizados en la valorización de las actividades de mantenimiento corresponden a costos reales de proveedores y contratistas nacionales, para el presente informe se ha empleado la información de costos empleados por el OSINERGMIN en la fijación de Precios en Barra para el período mayo 2010 – abril 2011 y en la fijación de Peajes y Compensaciones para los SST y SCT, período 2009 – 2013 (ver Formularios N° 001 y N° 002).

PROCESOS Y ACTIVIDADES

De acuerdo a la metodología de costeo, se definen procesos y actividades los cuales consumen recursos de mano de obra, materiales e insumos y el uso de equipos y herramientas de distinta naturaleza cuyo destino es el mantenimiento de las instalaciones.

Los procesos definidos involucra mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo programado:

- **Mantenimiento Predictivo:** involucra actividades de Inspección, Medición, Análisis y Pruebas;
- **Mantenimiento Preventivo:** involucra actividades de Mantenimiento y Limpieza.
- **No se considera Mantenimiento Correctivo**

En el Cuadro N° 5.6-5 se muestran los procesos y actividades definidos para el Mantenimiento de Centro de Control y Telecomunicaciones:

Cuadro N° 5.6-5.: Procesos y Actividades para el Mantenimiento de Centro de Control y Telecomunicaciones

Procesos	Tipo de Mantenimiento	Actividades
Mantenimiento del Sistema de Telecomunicaciones	Mantenimiento Preventivo	Pruebas equipo Transmisor Receptor de Onda portadora
		Pruebas al Acoplador de señal
		Pruebas equipo Transmisor Receptor de Teleprotección
		Pruebas a Antena Parabólica, cable coaxial y accesorios
		Pruebas equipo Transmisor Receptor de Radio digital
		Mediciones de puesta a Tierra
		Pruebas a la central Teléfono Digital, aparatos telefónico y armario
		Pruebas de Radios móviles, estación repetidora y accesorios
	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento equipo Transmisor Receptor de Onda portadora
		Mantenimiento del Acoplador de señal
		Mantenimiento equipo Transmisor Receptor de Teleprotección
		Mantenimiento a Antena Parabólica, cable coaxial y accesorios
		Mantenimiento equipo Transmisor Receptor de Radio digital
		Mantenimiento de puesta a Tierra
		Mantenimiento a la central Teléfono Digital, aparatos telefónico y armario
		Mantenimiento de Radios móviles, estación repetidora y accesorios
Mantenimiento de Centro de Control	Mantenimiento Predictivo	Mantenimiento Equipos PLCs
		Mediciones y pruebas de estaciones de operación
		Mediciones y pruebas de servidores
		Mediciones y Pruebas de cablería Red LAN, Router y UPS
		Mediciones y Pruebas de Impresoras
		Mediciones y Pruebas de RTU
		Pruebas al Sistema Scada
		Mediciones y Pruebas de Switch
		Mediciones y Pruebas de Estabilizadores
		Mediciones y Pruebas de Grupo Electrónico
Mediciones y Pruebas del Aire acondicionado		

Procesos	Tipo de Mantenimiento	Actividades
Mantenimiento de Centro de Control	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento de estaciones de operación
		Mantenimiento de servidores
		Mantenimiento de cablería Red LAN, Router y UPS
		Mantenimiento de Impresoras
		Mantenimiento de RTU
		Mantenimiento de Switch
		Mantenimiento de Estabilizadores
		Mantenimiento del Grupo Electrónico
		Mantenimiento del Aire acondicionado
		Seguridad de la RED

La valorización de las actividades se realiza mediante análisis de costos unitarios por actividad, el mismo que consiste en la asignación de recursos y rendimientos para la realización de dicha actividad.

Luego se define la frecuencia anual por actividad.

La cantidad de unidades por actividad en telecomunicaciones y centro de control se define metrande el equipamiento que tiene cada una de ellas, tal como número de trampas de onda, radio bases, radios en vehículos y portátiles, y tableros, para los cuales se les asigna una actividad de mantenimiento.

Teniendo estas consideraciones planteadas se valoriza la instalación de telecomunicaciones, determinándose el costo de mantenimiento.

RESULTADOS

Los resultados del Costo Directo de Mantenimiento de Telecomunicaciones y Centro de Control toman en cuenta la unidad a la que se aplica una actividad, alcance de la actividad o cantidad de unidades, costo unitario por actividad y la frecuencia de ejecución de una actividad. Dicha valorización se muestra en los Formularios N° 003, N° 301, N° 302 y N° 303.

En el Cuadro N° 5.6-6 se muestran los valores del costo directo de mantenimiento de telecomunicaciones y centro de control.

Cuadro N° 5.6-6.: Costo de Mantenimiento de Telecomunicaciones y Centro de Control - (U. S. \$)

Sistema de Transmisión	Instalación	Monto Anual US \$	% Respecto al total
SPT	Centro de Control	25 049	16%
	Telecomunicaciones	36 969	24%
	Subtotal	62 018	40%
SST	Centro de Control	38 238	24%
	Telecomunicaciones	56 434	36%
	Subtotal	94 672	60%
Total		156 690	100%

5.6.4. RESULTADOS DEL COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO

En el Cuadro N° 5.6-8 se muestra el resumen de los costos directos de mantenimiento para el SPT.

Cuadro N° 5.6-7.: Costos Directos de Mantenimiento – SPT - (U.S. \$)

Concepto	SPT
Líneas de Transmisión	129 626
Subestaciones	73 264
Telecomunicaciones y Centro de Control	62 018
Total Costo de Mantenimiento	264 908

5.7. COSTOS DE GESTION PERSONALES

Se determinó la organización modelo y el costo del personal asignado para una gestión eficiente en cuanto a la administración, a la operación y mantenimiento del Sistema de Transmisión de ETESELVA.

5.7.1. ORGANIZACIÓN ESTÁNDAR

PREMISAS Y/O CRITERIOS

A Estructura Orgánica

Para el caso de ETESELVA, se ha considerado una estructura orgánica basada en una empresa dedicada a la transmisión eléctrica. Para el organigrama propuesto, se ha dividido la organización en una parte administrativa, cuyas labores están involucradas y dan soporte a la gestión de las actividades de transmisión, además de los otros giros del Grupo Aguaytía; y una parte operativa exclusivamente dedicada a la transmisión. Este estudio nos permitirá determinar la estructura orgánica necesaria para una empresa del tipo de ETESELVA, con el objetivo de gestionar eficientemente las actividades de transmisión, para lo cual, se han considerado las siguientes premisas:

- ◆ Diseñar una organización que incluya el soporte administrativo necesario para las actividades de transmisión, considerando que las áreas involucradas no están a dedicación exclusiva de la transmisión, sino que comparten sus labores dando soporte a las actividades de explotación de gas y generación eléctrica.
- ◆ Diseñar una organización que considere un área operativa dedicada exclusivamente a las actividades de transmisión, con el objeto de administrar la infraestructura de ETESELVA consistente en las Líneas en 220 kV Aguaytía – Tingo María - Vizcarra – Paramonga Nueva, así como sus instalaciones en las Subestaciones de Aguaytía , Tingo María, Vizcarra y Paramonga Nueva.
- ◆ Que la organización tenga el personal en número y en funciones claves y específicas que permitan ofrecer una gestión de la infraestructura en forma eficiente, rentable y con un servicio de calidad.

B Remuneraciones

La asignación de las remuneraciones para el estudio se tomó como base:

- ◆ Las Remuneraciones reconocidas a ETESELVA en la última fijación de Precios en Barra para el período mayo 2010 – abril 2011.
- ◆ En cada puesto, con sus respectivas funciones competentes, se considero una remuneración promedio de las fuentes citadas.

METODOLOGÍA

A Estructura Orgánica

Para definir la estructura de la empresa de transmisión, se tomó una serie de lineamientos como los siguientes:

- ◆ Que para ETESELVA, se ha considerado un área administrativa, correspondiente a la del Grupo Aguaytía, considerando solamente aquellas áreas que dan soporte a la transmisión.
- ◆ Que la asignación de las áreas administrativas involucradas con la transmisión, sean asignadas en función de su porcentaje de dedicación a dichas actividades
- ◆ Que el área operativa considerada, este a dedicación exclusiva de la transmisión.
- ◆ Que la empresa sea homogénea en lo referente a niveles jerárquicos, número de áreas y puestos.
- ◆ Efectuar una constante capacitación a fin de mantener o incrementar el nivel del personal, para que la empresa tenga los puestos necesarios con una máxima rentabilidad.
- ◆ Cumplir eficientemente con la operación y mantenimiento de un sistema de transmisión.

B Determinación de Remuneraciones

La metodología para la determinación de las remuneraciones a ser consideradas para la empresa modelo de transmisión, tienen como base:

- ◆ Que ETESELVA es una empresa de carácter privado, por lo que las remuneraciones a considerarse deberán estar enmarcadas bajo ese contexto.

- ◆ Los estudios utilizados como base para el cálculo de las remuneraciones, por ser de carácter específico, tienen el grado de credibilidad requerido para el presente trabajo.
- ◆ Para el caso de ETESELVA se determinó la organización óptima para una empresa de las características de ETESELVA, que comparte un área administrativa dedicada a las labores de explotación de gas, generación y transmisión eléctrica; considerando solamente aquellas áreas que dan soporte a la transmisión y acondicionada al tamaño de la infraestructura de la empresa.

C Homologación de puestos

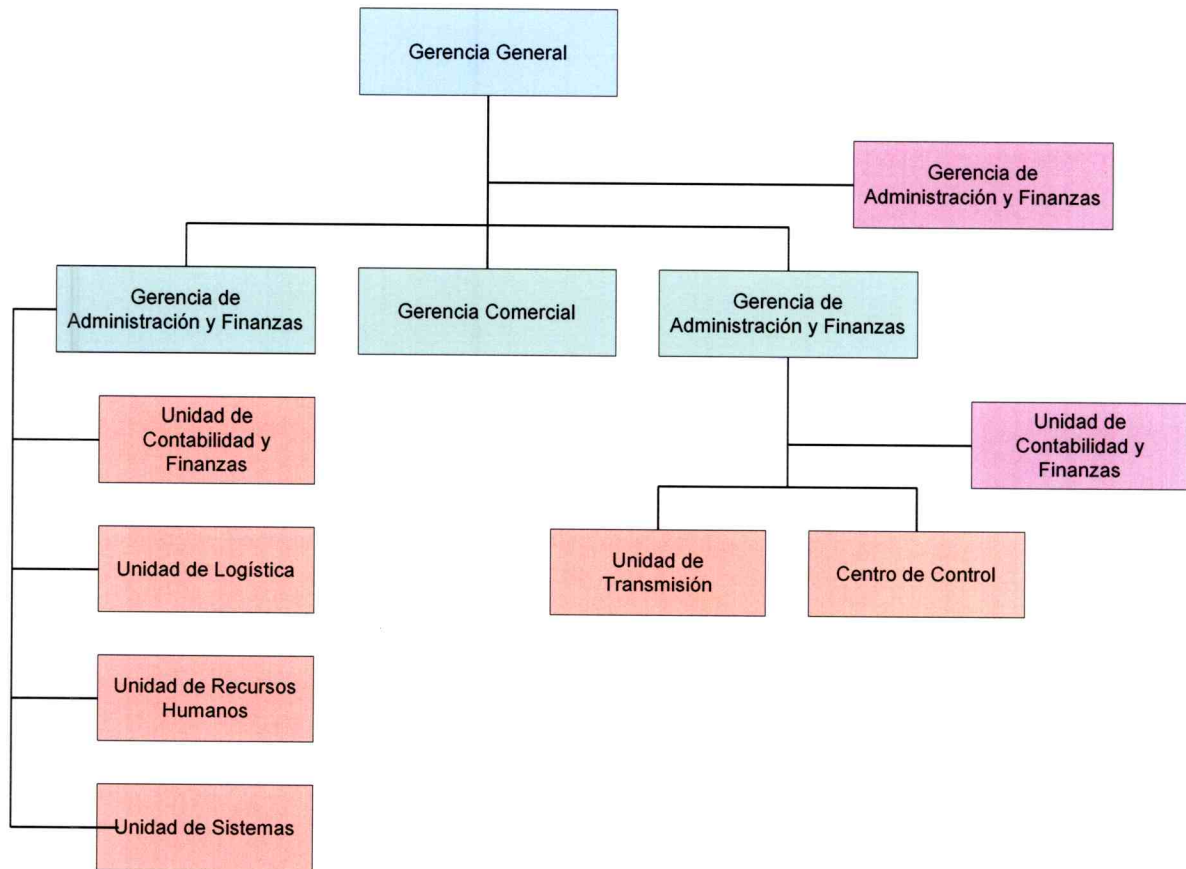
- ◆ Se homologaran los sueldos de los distintos cargos de nuestra organización de acuerdo al mercado salarial nacional.

RESULTADOS

A Estructura Orgánica

Tomándose en cuenta los lineamientos mencionados en el punto Metodología ítem A) la estructura orgánica estándar de la empresa considera las siguientes áreas que se pueden ver en el Gráfico N° 5.7-1 y en los Cuadros N° 5.7-1 y N° 5.7-2, (Ver Formularios del N° 501 al N° 510). (Anexo N° 01 - Funciones de la Organización Propuesta).

Gráfico N° 5.7-1
ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ETESELVA S.A.



Cuadro N° 5.7-1.: Estructura de la Organización Estándar - Área Administrativa Compartida

Cargo	Número de Personal
AREA: GERENCIA GENERAL	
Gerente General	1
Secretaria GG	1
AREA: LEGAL	
Asesor Legal	1
AREA: GERENCIA DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS	
Gerente de Administración y Finanzas	1
Secretaria de Gerencia	1

UNIDAD DE CONTABILIDAD Y FINANZAS	
Contador General	1
Asistente de Contabilidad	1
Tesorero	1
UNIDAD DE LOGISTICA	
Jefe de Logística	1
Recepcionista de Sede	1
Analista de Compras	1
Responsable de Almacén	1
Responsable de Servicios Generales	1
UNIDAD DE RECURSOS HUMANOS	
Jefe de Recursos Humanos	1
Asistente de RR.HH.	1
UNIDAD DE SISTEMAS	
Jefe de Sistemas	1
Analista de sistemas	1
UNIDAD COMERCIAL	
Jefe de Unidad Comercial	1
Analista Comercial	1

Cuadro N° 5.7-2.: Estructura de la Organización Estándar - Área Operativa Exclusiva de Transmisión

Cargo	Número de Personal
AREA: GERENCIA DE OPERACIONES	
Gerente de Operaciones	1
Secretaria de Gerencia	1
UNIDAD DE SEGURIDAD INTEGRAL Y MEDIO AMBIENTE	
Jefe de Seguridad Integral y Medio Ambiente	1
UNIDAD DE TRANSMISIÓN	
Jefe de Unidad de Transmisión	1
Secretaria	1
Supervisores de Mantenimiento LL.TT.	1
Técnico Mantenimiento LL.TT.	1
Supervisores de Mantenimiento SS.EE	1
Técnico Mantenimiento SS.EE	1
CENTRO DE CONTROL	

Cargo	Número de Personal
Jefe de Centro de Control	1
Especialista en Análisis	1

B Determinación de Remuneraciones

Obtención Remuneraciones del Mercado

Para determinar los sueldos y salarios del presente estudio se promedio las remuneraciones del mercado nacional obtenido de las fuentes mencionadas en el acápite de premisas, bajo las siguientes consideraciones:

- ◆ Tal como se sabe, los estudios sobre remuneraciones promedio que proporcionan las diversas consultoras y el Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo, contienen valores correspondientes al promedio, mediana, valores máximos y mínimos. Para el caso de ETESELVA, se han considerado remuneraciones para una empresa de tamaño grande tal como es el caso del Grupo Aguaytia, considerando que las áreas administrativas dan soporte no solo a las actividades de transmisión, sino a las de explotación de gas y generación.
- ◆ Los valores consignados en el estudio de remuneraciones del Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo, consideran montos brutos antes de descuentos de ley y sin incluir beneficios sociales.
- ◆ Los costos laborales conformados por los beneficios sociales y los descuentos de ley, que se utilizaron para el cálculo de las remuneraciones totales, son los siguientes:

Costos Laborales	Tasa %
Vacaciones	9,00%
CTS (1,17 sueldos anuales)	9,75%
Gratificaciones	16,67%
Seguros	10,24%
Essalud	9,00%
SCRT	1,24%

Composición del Costo de Personal

La empresa ETESELVA presenta la siguiente composición de costos directos de personal, considerando el promedio de remuneraciones de mercado, considerando beneficios sociales y descuentos de ley.



Cuadro Nº 5.7-3.: Costo de Personal Directo de la Organización ETESELVA (US \$)

Cargo	Haber Mensual	Beneficios Sociales	CTS	Total Mensual US \$	Seguros	Gratificación	Total Anual US\$
AREA: GERENCIA GENERAL							
Gerente General	14 216	1 279	1 386	16 882	1 519	2 814	254 573
Secretaria GG	1 801	162	176	2 139	192	356	32 251
AREA: LEGAL							
Asesor Legal	6 303	567	615	7 485	674	1 247	112 871
AREA: ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS							
Gerente de Administración y Finanzas	7 807	703	761	9 271	834	1 545	139 804
Secretaria de Gerencia	1 801	162	176	2 139	192	356	32 251
UNIDAD DE CONTABILIDAD Y FINANZAS							
Contador General	4 603	414	449	5 466	492	911	82 428
Asistente de Contabilidad	1 212	109	118	1 439	130	240	21 704
Tesorero	3 724	335	363	4 422	398	737	66 688
UNIDAD DE LOGISTICA							
Jefe de Logística	2 895	261	282	3 438	352	573	52 354
Recepcionista de Sede	806	73	79	957	86	160	14 433
Analista de Compras	1 212	109	118	1 439	147	240	21 918
Responsable de Almacén	2 793	251	272	3 317	340	553	50 509
Responsable de Servicios Generales	2 793	251	272	3 317	340	553	50 509
UNIDAD DE RECURSOS HUMANOS							
Jefe de Recursos Humanos	3 548	319	346	4 213	379	702	63 536
Asistente de RR.HH.	1 212	109	118	1 439	130	240	21 704

Cargo	Haber Mensual	Beneficios Sociales	CTS	Total Mensual US \$	Seguros	Gratificación	Total Anual US\$
UNIDAD DE SISTEMAS							
Jefe de Sistemas	3 586	323	350	4 258	383	710	64 216
Analista de sistemas	2 021	182	197	2 400	216	400	36 191
AREA: GERENCIA DE OPERACIONES							
Gerente de Operaciones	6 952	626	678	8 256	845	1 376	125 721
Secretaria de Gerencia	1 801	162	176	2 139	192	356	32 251
UNIDAD DE SEGURIDAD INTEGRAL Y MEDIO AMBIENTE							
Jefe de Seguridad Integral y Medio Ambiente	3 401	306	332	4 039	414	673	61 504
UNIDAD DE TRANSMISIÓN							
Jefe de Unidad de Transmisión	2 843	256	277	3 376	346	563	51 413
Secretaria	1 417	128	138	1 683	151	280	25 375
Supervisores de Mantenimiento LL. TT.	1 978	178	193	2 349	241	391	35 771
Técnico Mantenimiento LL. TT.	1 296	117	126	1 539	158	257	23 437
Supervisores de Mantenimiento SS.EE	1 144	103	112	1 359	139	226	20 688
Técnico Mantenimiento SS.EE	1 180	106	115	1 401	143	234	21 339
CENTRO DE CONTROL							
Jefe de Centro de Control	3 152	284	307	3 743	383	624	56 995
Especialista en Análisis	2 633	237	257	3 127	320	521	47 619
UNIDAD COMERCIAL							
Jefe de Unidad Comercial	8 341	751	813	9 905	891	1 651	149 366
Analista Comercial	2 393	215	233	2 842	256	474	42 853
SUBTOTAL DE REMUNERACION AL PERSONAL							1 812 274

El Cuadro N° 5.7-3 nos muestra la composición del costo de Personal de la empresa ETESELVA, sin incluir el costo del Personal asignado a la supervisión del mantenimiento de líneas y subestaciones, así como del personal correspondiente a la operación de subestaciones, estos costos de personal están considerados dentro de los costos de operación y mantenimiento.

Inductores de asignación

El inductor de asignación de costos que se utilizó para determinar el costo de remuneración de personal correspondiente a la transmisión eléctrica, está basado en los valores de la infraestructura de cada empresa perteneciente al grupo, tal como figura en los estados financieros al 31 de diciembre de 2008 (Ver Anexo N° 04):

Proporcional al Valor de Inmuebles, Equipos y Maquinarias	Datos obtenidos de: EE.FF 2008	
	(Miles US \$)	Factor
Planta de gas	62 363	35,2%
Planta de Generación	60 756	34,2%
Sistema de Transmisión	54 283	30,6%
Total	177 402	100,0%

Una vez determinado el costo de remuneración de personal correspondiente a la transmisión, se determinó el porcentaje de dedicación al SPT. Se tomo como premisa, que dicho porcentaje estaba en relación directa al tamaño de la infraestructura, por lo tanto, se utilizó el VNR como un indicador para distribuir dicho monto, siendo los porcentajes de asignación los siguientes:

Sistema	VNR (US \$)	%
SPT	19 545 471	39,58%
SST	29 836 497	60,42%
Total ETESELVA	49 381 968	100,00%

El VNR del SPT se tomó del establecido en la fijación de los Precios en Barra aplicables al período comprendido entre el 01 de mayo de 2009 y

el 30 de abril de 2010, aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD y CMI del SST se tomó del establecido en la fijación de Peajes y Compensaciones para los SST y SCT, período 2009-2013 aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 184-2009-OS/CD.

Con este criterio, el costo de remuneración de personal correspondiente al Sistema Principal de Transmisión, es el siguiente:

Cargo	Remuneración Anual	% Dedicación	Monto Transmisión Principal
AREA: DIRECTORIO	38 737	12,11%	4 692
AREA: GERENCIA GENERAL			
Gerente General	254 573	12,11%	30 832
Secretaria GG	32 251	12,11%	3 906
AREA: LEGAL			
Asesor Legal	112 871	12,11%	13 670
AREA: ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS			
Gerente de Administración y Finanzas	139 804	12,11%	16 932
Secretaria de Gerencia	32 251	12,11%	3 906
UNIDAD DE CONTABILIDAD Y FINANZAS			
Contador	82 428	12,11%	9 983
Asistente de Contabilidad	21 704	12,11%	2 629
Cajero	66 688	12,11%	8 077
UNIDAD DE LOGISTICA			
Jefe de Logística	52 354	12,11%	6 341
Recepcionista de Sede	14 433	12,11%	1 748
Analista de Compras	21 918	12,11%	2 655
Responsable de Almacén	50 509	12,11%	6 117
Responsable de Servicios Generales	50 509	12,11%	6 117
UNIDAD DE RECURSOS HUMANOS			
Jefe de Recursos Humanos	63 536	12,11%	7 695
Asistente de RR.HH.	21 704	12,11%	2 629
UNIDAD DE SISTEMAS			
Jefe de Sistemas	64 216	12,11%	7 777
Analista de sistemas	36 191	12,11%	4 383
AREA: GERENCIA DE OPERACIONES			
Gerente de Operaciones	125 721	39,58%	49 761
Secretaria de Gerencia	32 251	39,58%	12 765

Cargo	Remuneración Anual	% Dedicación	Monto Transmisión Principal
UNIDAD DE SEGURIDAD INTEGRAL Y MEDIO AMBIENTE			
Jefe de Seguridad Integral y Medio Ambiente	61 504	39,58%	24 344
UNIDAD DE TRANSMISIÓN			
Jefe de Unidad de Transmisión	51 413	39,58%	20 350
Secretaria	25 375	39,58%	10 043
Supervisores de Mantenimiento LL.TT.	35 771	39,58%	14 158
Técnico Mantenimiento LL.TT.	23 437	39,58%	9 276
Supervisores de Mantenimiento SS.EE	20 688	39,58%	8 188
Técnico Mantenimiento SS.EE	21 339	39,58%	8 446
CENTRO DE CONTROL			
Jefe de Centro de Control	56 995	39,58%	22 559
Especialista en Análisis	47 619	39,58%	18 848
UNIDAD COMERCIAL			
Jefe de Unidad Comercial	149 366	12,11%	18 090
Analista Comercial	42 853	12,11%	5 190
TOTAL	1 851 012		362 104

Dietas del Directorio

Acorde con la empresa modelo de transmisión planteada, se contempla la figura de un directorio, cuyas dietas se han calculado en base a estándares manejados en las diferentes empresas de transmisión. Dicho directorio tiene la siguiente estructura de costos.

Dietas de Directorio	
Número de Directores	5,00
Dietas por Mes	1,00
Número de Meses	12,00
Valor de Dieta (US \$)	645,62
	38 737,45
Total Asignado a la Transmisión	30,60%
	11 853,22
Total Asignado al Transmisión del SPT	39,58%
	4 691,53

Total de Gastos de Personal

Considerando tanto los Gastos de Personal y las dietas de Directorio, los gastos de personal total de la empresa son como sigue:

Costo Total de Personal SPT	
Remuneraciones SPT	357 412
Directorio	4 692
Costo Personal SPT	362 104

5.8. COSTOS DE GESTION NO PERSONALES E INDIRECTOS DE TRANSMISION

Se determinó los gastos de gestión no personales y los costos indirectos asociados al manejo de la infraestructura de transmisión de una Empresa de Transmisión Optimizada bajo el criterio de un Sistema Económicamente Adaptado.

5.8.1. METODOLOGÍA

ANTECEDENTES

ETESELVA es una empresa que se dedica exclusivamente a la transmisión de energía eléctrica. Bajo estas circunstancias, con el objetivo de operar la empresa de manera eficiente y bajo el criterio de un sistema Económicamente Adaptado, se costearon los gastos en que incurre para gestionar la infraestructura de transmisión.

PROCEDIMIENTO

En la determinación de los costos de gestión no personales y de los costos indirectos de transmisión, se ha seguido el siguiente procedimiento:

- Analizar la organización de ETESELVA y los respectivos centros de costos.
- Obtener la información contable y presupuestal de las áreas de gestión y administración del Grupo Aguaytía Energy, considerando únicamente los costos relacionados directamente a ETESELVA.

- Proceder al análisis de la información y determinar la clase de gastos y montos que requieren ser desagregados a fin de eliminar las incongruencias contables, los gastos no reconocidos bajo el sistema económicamente adaptado y los que tienen carácter excepcional.
- Establecer los gastos estándar de gestión y administración por áreas.
- Calcular las contribuciones a los Organismos de Supervisión (OSINERGMIN y otros) y COES. (Ver Anexo N° 02).
- Determinar los costos de seguridad y seguros de la infraestructura del sistema Eléctrico.

5.8.2. DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE GESTION NO PERSONALES E INDIRECTOS DE TRANSMISION

ORGANIZACIÓN

La organización planteada para la empresa de transmisión y las respectivas funciones fue vista en el punto 5.7 de este informe.

COSTOS DE GESTIÓN NO PERSONALES

Son los costos asociados a los distintos órganos de gestión que componen ETESELVA, requeridos para la realización de sus funciones. Se debe considerar que conforme al manejo contable de la empresa, se ha podido distinguir únicamente aquellos costos generados por ETESELVA, por lo que no corresponde el criterio de asignación de dichos costos en función de ningún inductor, criterio que si correspondería en caso de partir de la información correspondiente al Grupo Aguaytía para determinar los costos que corresponden a ETESELVA.

Cabe resaltar que estos costos no personales no incluyen aquellos asociados a las áreas operativas de la empresa, dichos costos están considerados en el análisis de los costos de operación y mantenimiento. Los tipos de costos considerados dentro del rubro de no personales, son los siguientes:

- Suministros Diversos, que considera los costos de materiales y suministros de oficina, muebles y accesorios, licencias de software y otros necesarios para la Gestión de la empresa modelo de transmisión.

- Servicios de Terceros, que considera los alquileres (si los hubiera), servicios de agua, luz, teléfono, internet, gastos de auditoría, servicios legales y técnicos, servicios contables, servicios de limpieza y cafetería, y otros servicios justificables para la Gestión de la empresa modelo de transmisión.
- Cargas diversas de Gestión, que comprende los gastos de representación, gastos de viaje, suscripciones y otros gastos justificables para la Gestión de la empresa modelo de transmisión.
- Tributos, que comprende todos los tributos, inclusive los aportes a los organismos reguladores establecidos por el Decreto Ley N° 25844 y que tengan incidencia directa o por asignación en la empresa modelo de transmisión. De acuerdo a este dispositivo, todas las empresas del subsector electricidad deben efectuar una aportación, para solventar los gastos de los organismos de supervisión como OSINERGMIN, MEM, de hasta el 1% de sus ingresos por ventas de energía eléctrica. Así mismo, todas las empresas que conforman el COES deben contribuir a financiar el presupuesto de este organismo, en función también a sus ingresos por ventas. La Empresa de Transmisión ETESELVA, forma parte del COES por tener instalaciones en el sistema principal de transmisión, por lo tanto contribuye en este rubro.
- Los costos asociados a estos rubros son los siguientes:

Conceptos	Monto Mensual (US \$)	Veces al Año	Total Anual (US \$)
Suministros Diversos			
Software y mantenimiento de equipos de computo	988	12	11 855
Suministros de oficina	209	12	2 510
Mantenimiento de oficinas	138	12	1 660
Servicios de Terceros			
Fotocopias	394	12	4 729
Alquiler de vehículos	240	12	2 882
Gastos de capacitación	389	12	4 667
Correos y Courier	203	12	2 435
Telefonía y comunicaciones	2 020	12	24 241
Consultorías internacionales	2 147	12	25 767
Servicios de auditoría	833	12	10 000

Conceptos	Monto Mensual (US \$)	Veces al Año	Total Anual (US \$)
Consultorías nacionales	4 752	12	57 024
Servicios legales	345	12	4 137
Servicios de traducciones	20	12	242
Alquiler de oficinas	821	12	9 848
Electricidad	111	12	1 326
Gastos legales asociados a la servidumbre	2 708	12	32 495
Servicios de ingeniería local	3 011	12	36 137
Otros gastos	2 435	12	29 220
Tributos			
Tributos	689	12	8 272
Pagos al Organismo Regulador (D.L. 25844)	9 085	12	109 017
ITF (1)	798	12	9 574
Cargas Diversas de Gestión			
Transporte local	240	12	2 880
Membrecías y suscripciones	943	12	11 314
Viajes nacionales	492	12	5 908
Viajes internacionales	1 161	2	2 322
Gastos de representación	442	12	5 302
Otros gastos	2 078	12	24 931
Total Gastos de Gestión No Personal			440 696

- La asignación de estos costos al SPT, se realizó considerando como inductor de costos el porcentaje de VNR de dicho sistema respecto del VNR total, obteniéndose lo siguiente:

Conceptos	Monto Mensual (US \$)	Veces al Año	Total Anual (US \$)
Suministros Diversos			
Software y mantenimiento de equipos de computo	391	12	4 692
Suministros de oficina	83	12	993
Mantenimiento de oficinas	55	12	657
Servicios de Terceros			
Fotocopias	156	12	1 872
Alquiler de vehículos	95	12	1 141
Gastos de capacitación	154	12	1 847

Conceptos	Monto Mensual (US \$)	Veces al Año	Total Anual (US \$)
Correos y courier	80	12	964
Telefonía y comunicaciones	800	12	9 594
Consultorías internacionales	850	12	10 199
Servicios de auditoría	330	12	3 958
Consultorías nacionales	1 881	12	22 570
Servicios legales	136	12	1 638
Servicios de traducciones	8	12	96
Alquiler de oficinas	325	12	3 898
Electricidad	44	12	525
Gastos legales asociados a la servidumbre	1 072	12	12 862
Servicios de ingeniería local	1 192	12	14 303
Otros gastos	964	12	11 565
Tributos			
Tributos	273	12	3 274
Pagos al Organismo Regulador (D.L. 25844)	3 596	12	43 149
ITF (1)	316	12	3 789
Cargas Diversas de Gestión			
Transporte local	95	12	1 140
Membrecías y suscripciones	373	12	4 478
Viajes nacionales	195	12	2 339
Viajes internacionales	459	2	919
Gastos de representación	175	12	2 099
Otros gastos	822	12	9 868
Total Gastos de Gestión No Personal			174 428

COSTOS INDIRECTOS DE TRANSMISIÓN

Los costos indirectos de transmisión, corresponden a aquellos costos que no tienen relación directa con la operación y mantenimiento de la infraestructura.

Son ejemplos típicos los gastos en seguridad y los seguros de la infraestructura eléctrica.

A Seguro de la Infraestructura del Sistema de Transmisión

El Grupo Aguaytia Energy mantiene la Póliza Multiriesgo N° 1301-515503 suscrita con la empresa Rímac Internacional Compañía de Seguros y Reaseguros. (Ver Anexo N° 03).

Los valores de las primas correspondientes son las siguientes:

Tipo de Seguro	Monto Asegurado (A)	Prima (US\$) (B)	(%) (A/B)
Póliza Multiriesgo N° 1301 - 515503	246 587 500,00	847 752,51	0,344%

Por lo tanto, el monto determinado corresponde a los costos de seguros asociados al VNR total y representa el 0.344% de dicho monto, tratándose solo del VNR del SPT, el costo de seguros queda como sigue:

Conceptos	US\$
COSTO DE INVERSION	19 545 471
Prima de Seguros (% de Inversión SPT)	0,344%
TOTAL COSTOS DE SEGUROS	67 196

B Servicios de Vigilancia

ETESELVA tiene instalaciones en las Subestaciones de Tingo María, Vizcarra, Paramonga Nueva y Aguaytía; en las cuales comparte dichas Subestaciones con diferentes empresas. Para el tema de vigilancia, se considera que ésta será prorrateada considerando el valor del equipamiento involucrado de cada propietario en cada una de las Subestaciones.

Con esta premisa y los precios por puesto de vigilancia, se ha calculado los gastos anuales correspondientes al SPT, que por este concepto debe asumir la Empresa de Transmisión ETESELVA, los cuales ascienden a US \$ 33 190. El detalle del costeo de cada puesto de vigilancia de 24 horas, es como se muestra a continuación:

Concepto	12 hrs. Día	12 hrs noche	24 hrs.
REMUNERACION BASICA			
Salario Básico (Rmv)	214	214	427
Asignación Familiar (10 % Rmv)	21	21	43
Sub Total Remuneración Básica	235	235	470
Horas Extras (1.25 dos 1ras. Hr. Y 1.35 sigui.)	139	139	278
Bonificación Nocturna (30 % Rmv)		64	64
Sub Total Ingreso Mensual	374	438	812
Por Días Feriados	19	22	41
Por Días de Descanso Físico	65	77	142
TOTAL REMUNERACIONES (A)	458	536	994
DERECHOS SOCIALES			
Vacaciones (B) 8.33% de (A)	38	45	83
Gratificación (C) 16.67% de (A)	76	89	166
CTS (D) 8.33% de (A) + (C)	45	52	97
CARGAS SOCIALES			
Essalud 9,00 % de (A)+(B)+(C)	52	60	112
Seguro - SCTR 1,24 % de (A)+(B)+(C)	7	8	15
Total Derechos y Cargas Sociales	218	255	473
TOTAL COSTO DIRECTO MENSUAL	676	791	1 467
Gastos Operativos Radio y Arma (6% CD)	41	47	88
Gastos Generales (10% CD)	68	79	147
TOTAL COSTOS	784	918	1 701
UTILIDAD (15%)	118	138	255
VALOR VENTA SERVICIO (US \$)	901	1 056	1 957

El porcentaje de asignación correspondiente al SPT, son los siguientes:

SUBESTACION	%
TINGO MARIA	70,70%
VIZCARRA	20,65%
PARAMONGA NUEVA	100,00%

Considerando el número de propietarios en cada Subestación, y el valor de la infraestructura que pertenecen al SPT, el monto por concepto de seguridad asignado a ETESELVA es el siguiente:

Subestación	Tipo Operación	Turno		Precio Unitario Mensual		Costo	
		12 H	24 H	12 H	24 H	Mensual	Anual (US \$)
Tingo María	1		2		1 807	2 052	24 621
Vizcarra	1		1		1 807	77	925
Paramonga Nueva	1		1		1 807	178	2 134
TOTAL							27 679

Como ya expresamos, la consolidación de estos 2 gastos constituyen los costos indirectos de transmisión que asciende a US \$ 94 875 tal como se observa en el Cuadro N° 5.8-1

Cuadro N° 5.8-1.: Costos Indirectos de Transmisión – SPT - (En US \$)

Concepto	Monto US \$
Servicios de Seguridad	27 679
Seguros de Infraestructura	67 196
Total	94 875

5.9. RESULTADOS

En el Cuadro N° 5.9-1 se muestran los resultados de la asignación de costos al Sistema Principal de Transmisión de ETESELVA.

Cuadro N° 5.9-1.: Costo de Operación y Mantenimiento - (En US \$)

Descripción	COyM SPT
OPERACIÓN	93 376
Operación de CC	39 550
Operación de Subestaciones	53 826
MANTENIMIENTO	264 908
Líneas de Transmisión	129 626
Subestaciones	73 264

Descripción	COyM SPT
Centro de Control y Telecomunicación	62 018
GESTIÓN	489 559
Personales	362 069
No Personales	127 490
APORTES D.L.N° 25844	43 149
ITF	3 789
SEGURIDAD	27 679
SEGUROS	67 196
TOTAL COyM	989 656

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).

6. DETERMINACIÓN DEL COSTO TOTAL DE TRANSMISIÓN Y PEAJE ANUAL

El CTT se calcula sumando la anualidad de los Costos de Inversión (@VNR) y los Costos de Operación y Mantenimiento (COyM).

El @VNR calcula para una vida útil de 30 años y una tasa de actualización anual del 12 %.

Tasa de actualización mensual se calcula con la tasa de actualización anual, obtenida mediante la siguiente expresión:

$$TAM = \sqrt[12]{1+12\%} - 1$$

En el Cuadro N° 6.1-1, se presenta el detalle de los CTT y Peajes Anuales, se ha utilizado el tipo de cambio de 2,788 S./US\$ de fecha 30 de setiembre de 2010, calculado por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP del Perú, valor venta correspondiente al último día hábil del mes anterior al de su aplicación, publicado en el Diario Oficial El Peruano, tal como lo indica el OSINERMING en la Norma.

**Cuadro N° 6.1-1.: Detalle del Costo Total de Transmisión y Peaje Anual del SPT de
ETESELVA**

Instalaciones	VNR	aVNR	COyM	Costo Total de Transmisión	Peaje Anual
	US\$	US\$/Año	US\$/Año	US\$/Año	SI./mes
SPT	19 545 471	2 426 446	989 656	3 416 102	9 595 831
Tipo de Cambio	2,809	30 de diciembre de 2010			
Tasa	12%				
Vida Útil	30				
Mensualidad	0,009488793				

7. FORMULA DE ACTUALIZACIÓN DE LOS CMA, PEAJES Y COMPENSACIONES

Las fórmulas de actualización se determinan sobre la base de los porcentajes de participación en el VNR 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:

$$FA = \left(a \frac{Tc}{Tc_o} + b \frac{IPM}{IPM_o} + c \frac{Pc}{Pc_o} + d \frac{Pal}{Pal_o} \right)$$

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.

- TC_0 : 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.
- IPM_0 : 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.
- P_c = 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)".
- P_{c_0} = Índice inicial del Precio del Cobre, se calcula de manera similar al P_c 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.

Pal_0 = 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° 6.1-1, 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 N° 7.1-1.: Factores de Actualización

INSTALACION	VALOR PRESENTE				
	Procedencia Extranjera	Procedencia Nacional	Aluminio	Cobre	TOTAL
	US \$	US \$	US \$	US \$	Mil S/.
Líneas de Transmisión	6 369 749,17	3 027 803,50	5 669 646,94	-	15 067 199,62
Subestaciones	2 503 495,62	2 768 105,49	-	196 326,07	5 467 927,19
TOTAL	8 873 244,79	5 795 909,00	5 669 646,94	196 326,07	20 535 126,81
INSTALACION	COEFICIENTES				
	Procedencia Extranjera	Procedencia Nacional	Aluminio	Cobre	TOTAL
Líneas de Transmisión	0,4228	0,2010	0,3763	-	1,0000
Subestaciones	0,4579	0,5062	-	0,0359	1,0000
TOTAL	0,4321	0,2822	0,2761	0,0096	1,0000

8. ANEXOS

ANEXO N° 01: FUNCIONES DE LA ORGANIZACIÓN PROPUESTA.

ANEXO N° 02: APORTES PARA CUBRIR EL PRESUPUESTO DE GASTOS OPERATIVOS DEL COES SINAC PARA EL EJERCICIO 2010.

ANEXO N° 03: COPIA DE POLIZA MULTIRIESGO N° 1301-515503.

ANEXO N° 04: ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2008

ANEXO N° 4A : AGUAYTIA ENERGY DEL PERU SRL

ANEXO N° 4B : TERMOSELVA SRL

ANEXO N° 4C : ETESELVA SRL.

ANEXO N° 05: FORMULARIOS CÁLCULOS DEL COYM.

ANEXO N° 06: LISTA DE CONSTRUCCIÓN, LINEAS DE TRANSMISIÓN L-2251-, L-2252 Y L-2253.

**ANEXO N° 01: FUNCIONES DEL LA ORGANIZACIÓN
PROPUESTA**

DETALLE DE LA ORGANIZACIÓN VIGENTE

Nombre de la Empresa: ETSELVA

Fecha de Referencia: Octubre i2009

ÁREA	FUNCIONES	AUTORIDAD LINEAL	DEPENDENCIA LINEAL
Gerencia General	Dirigir, evaluar y controlar la conducción y administración de la empresa, así como los recursos humanos, de acuerdo a las políticas y objetivos institucionales, con la finalidad de lograr eficiencia en los servicios que brinda la empresa con resultados económicos favorables.	Organos de Asesoría y de Apoyo y de Línea	Directorio
Unidad de Asesoría Legal	Asesorar a la Gerencia General y demás dependencias de la empresa, en el análisis, estudio y solución sobre diferentes aspectos: Legales, supervisión de gestión de servidumbre y relaciones públicas.	Oficina de Relaciones Comunitarias	Gerencia General
Gerencia de Administración y Finanzas	Planificar, organizar, dirigir, coordinar y controlar los sistemas de administrativos orientados a mantener una eficiente distribución de los recursos humanos, logística, servicios y contable - financiero, asegurando el apoyo necesario y oportuno a las diferentes áreas, para el desarrollo de las actividades de la empresa. Evaluar resultados y proponer medidas correctivas, estableciendo normas de control y análisis estadísticos.	Unidad de Contabilidad y Finanzas; Unidad de Logística y Unidad de Recursos Humanos	Gerencia General
Unidad de Contabilidad y Finanzas	Supervisar, elaborar y controlar la preparación de los estados financieros, aspectos tributarios, desarrollo de procesamientos de trabajo y control interno de su gestión, elaboración de información para el soporte de la toma de decisiones gerenciales.		Gerencia de Administración y Finanzas
Unidad de Logística	Proveer y atender eficientemente los requerimientos de Bienes, Servicio y Ejecución de Obras, así como planificar, dirigir y coordinar las actividades asociadas a la elaboración y apoyo en la ejecución de los programas de licitaciones y concursos públicos y en general ejecutar las actividades y funciones del Sistema de Abastecimiento con la finalidad de satisfacer los requerimientos de las Unidades Orgánicas, con calidad, oportunidad y al mejor costo total.		Gerencia de Administración y Finanzas
Unidad de Recursos Humanos	Satisfacer y someter a las distintas áreas, las propuestas del personal que se pretende contratar, establecer los procedimientos de contratación y selección del personal, controlar el otorgamiento de remuneraciones del personal y llevar el registro de sus modificaciones.		Gerencia de Administración y Finanzas
Unidad de Sistemas	Gestor del conocimiento y ser agente de cambio dentro de la empresa con respecto a la Administración de la Arquitectura de la información		Gerencia de Administración y Finanzas
Gerencia de Operaciones	Garantizar el servicio de transporte de energía eléctrica, mediante la operación y mantenimiento del sistema de transmisión, en las mejores condiciones de calidad, oportunidad y costo.	Oficina de Seguridad Integral, Unidad de Transmisión,	Gerencia General

DETALLE DE LA ORGANIZACIÓN VIGENTE

Nombre de la Empresa ETESELVA

Fecha de Referencia Octubre 2009

ÁREA	FUNCIONES	AUTORIDAD LINEAL	DEPENDENCIA LINEAL
Oficina de Seguridad Integral	Garantizar, asesorar y recomendar a la Gerencia General y Jefaturas las acciones necesarias para la seguridad del sistema de transmisión, en los aspectos relacionados con la protección de las instalaciones y comunicaciones de la empresa, así como de la seguridad industrial y medio ambiente.		Gerencia de Operaciones
Unidad de Centro de Control	Asesorar, supervisar y controlar las operaciones de control del sistema de transmisión eléctrica, así como cumplir con el programa de operación, desde la solicitud de maniobra hasta la entrada en servicio de la instalación o equipo a fin de garantizar un servicio de óptima calidad, económica, confiable y oportuno.	Subestación Aguaytia, Subestación Tingo María y Subestación Paramonga Nueva y tiene autoridad funcional sobre la S.E. Vizcarra por el equipamiento de AE.	Gerencia de Operaciones
Unidad de Transmisión	Lograr que los estudios de ingeniería de mantenimiento de líneas y subestaciones, garanticen el servicio de transmisión de energía eléctrica, operando correctamente dentro de los estándares de calidad.	Sección de Mantenimiento de Líneas de Transmisión, Sección de Mantenimiento de Subestaciones y Sección Centro de Control	Gerencia de Operaciones

**ANEXO N° 02: APORTES PARA CUBRIR EL
PRESUPUESTO DE GASTOS OPERATIVOS DEL COES
SINAC PARA EL EJERCICIO 2010**

**DETERMINACION DEL PORCENTAJE DE PARTICIPACION DE LAS EMPRESAS INTEGRANTES EN LA
COBERTURA DEL PRESUPUESTO DE GASTOS OPERATIVOS DEL COES - AÑO 2010**
(Cifras en miles de Nuevos Soles)

Nº	EMPRESAS	MONTO POR ENERGIA	MONTO POR POTENCIA	INGRESOS por Serv. Trans.	TOTAL GENERAL	PORCENTAJE PARTICIPACION	CUARTA CUOTA S/
GENERADORAS							
1	ELECTROPERU S.A.	631 161	171 317	530	803 008	11.058291%	710 830
2	EDEGEL S.A.A.	670 426	174 375	5 585	850 387	11.708632%	752 770
3	DUKE ENERGY EGENOR S. EN C. POR A.	210 802	82 409	0	273 212	3.761739%	241 849
4	SN POWER PERU S.A.	151 423	42 680	22 430	216 513	2.981084%	191 860
5	SHOUGANG GENERACION ELÉCTRICA S.A.A.	15 303	3 958	0	19 260	0.265186%	17 049
6	EMPRESA ELÉCTRICA DE PIURA S.A.	65 572	16 165	0	81 737	1.125405%	72 354
7	TERMOSELVA S.R.L.	107 852	28 184	0	136 036	1.873028%	120 421
8	EMPRESA DE GENERACION ELÉCTRICA MACHUPICCHU S.A.	68 858	18 455	1 945	85 258	1.173852%	75 459
9	EMPRESA DE GENERACION ELÉCTRICA DE AREQUIPA S.A.	76 282	24 021	811	100 914	1.389446%	89 330
10	EMPRESA DE GENERACION ELÉCTRICA DEL SUR S.A.	11 842	5 805	150	17 796	0.245031%	15 754
11	ENERSUR S.A.	461 302	121 744	479	583 525	8.034320%	516 542
12	EMPRESA DE GENERACION ELÉCTRICA SAN GABÁN S.A.	80 780	19 265	287	80 342	1.106200%	71 120
13	SOCIEDAD MINERA CORONA S.A.	13 077	3 154	0	16 230	0.223471%	14 367
14	KALLPA GENERACION S.A.	140 240	45 339	0	185 579	2.555169%	164 277
15	GENERADORA DE ENERGIA DEL PERU S.A.	2 677	755	0	3 433	0.047262%	3 039
16	SDF ENERGIA S.A.C.	17 747	4 055	0	21 802	0.300189%	19 300
17	HIDROELECTRICA SANTA CRUZ S.A.C.	2 139	585	0	2 724	0.037506%	2 411
18	ESCO CIA. DE SERVICIOS DE ENERGIA S.A.C.	2 440	582	0	3 022	0.041328%	2 657
19	COMPANIA ELECTRICA EL PLATANAL S.A.	85 078	41 211	0	106 287	1.463427%	94 088
20	CHINANGO S.A.C.	95 590	31 351	0	126 941	1.747804%	112 370
21	MAJA ENERGIA S.A.C	1 007	333	0	1 340	0.018117%	1 036
22	AGROINDUSTRIAL PARAMONGA	7 647	3 615	0	11 262	0.125880%	8 080
23	SINDICATO ENERGETICO S.A.	5 684	1 873	0	7 557	0.080059%	5 147
TRANSMISORAS							
1	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	0	0	241 382	241 382	3.323487%	213 673
2	ETESSELVA S.R.L.	0	0	22 774	22 774	0.313588%	20 160
3	INTERCONEXION ELÉCTRICA ISA PERU S.A.	0	0	31 058	31 058	0.427631%	27 493
4	CONSORCIO TRANSMANTARO S.A.	0	0	95 862	95 862	1.319883%	84 858
5	CONSORCIO ENERGETICO DE HUANCAYELICA S.A.	0	0	14 059	14 059	0.193574%	12 445
6	RED ELÉCTRICA DEL SUR S.A.	0	0	39 824	39 824	0.548323%	35 253
7	COMPANIA TRANSMISORA NORPERUANA S.R.L	0	0	1 199	1 199	0.016503%	1 061
DISTRIBUIDORAS							
1	EDELNOR S.A.	491 818	151 333	0	643 151	8.855279%	569 323
2	ELECTROCENTRO S.A.	52 548	20 603	0	73 151	1.007189%	64 754
3	ELECTRONOROESTE S.A.	74 214	24 139	0	98 354	1.354192%	87 064
4	ELECTRONORTE S.A.	54 533	15 737	0	70 270	0.967518%	62 204
5	ELECTROSUR S.A.	30 971	9 388	2 474	42 813	0.588473%	37 898
6	ELECTRO SUR ESTE S.A.A	35 398	13 843	0	49 241	0.677978%	43 588
7	ELECTRO DUNAS S.A.A.	61 545	17 496	0	79 041	1.088278%	69 987
8	HIDRANDINA	139 226	43 287	5 266	187 778	2.585437%	166 223
9	LUZ DEL SUR S.A.A.	588 411	167 213	0	735 624	10.128508%	651 181
10	SEAL S.A.	75 209	24 743	1 730	101 681	1.400011%	90 009
CLIENTES LIBRES							
1	CEMENTO ANDINO S.A.	12 015	2 860	374	15 249	0.209955%	13 498
2	CEMENTOS LIMA S.A.	27 668	4 369	0	32 036	0.441095%	28 359
3	CEMENTOS PACASMAYO S.A.A.	17 456	3 020	0	20 476	0.281920%	18 125
4	CERAMICA LIMA S.A.	5 557	1 490	0	7 046	0.097020%	6 236
5	CERÁMICA SAN LORENZO S.A.C	2 643	675	0	3 318	0.045685%	2 937
6	COMPANIA DE MINAS BUENAVENTURA S.A.A.	18 125	4 231	0	22 356	0.307810%	19 790
7	COMPANIA INDUSTRIAL TEXTIL CREDISA - TRUTEX S.A.A.	6 588	1 826	0	8 414	0.115853%	7 448
8	COMPANIA MINERA ANTAMINA S.A.	58 848	16 646	767	76 258	1.049970%	67 505
9	COMPANIA MINERA ARES S.A.C.	14 922	3 525	0	18 447	0.253992%	16 330
10	COMPANIA MINERA CONDESTABLE S.A.	7 730	1 795	0	9 524	0.131135%	8 431
11	COMPANIA MINERA MILPO S.A.A.	15 616	2 699	0	18 315	0.252168%	16 212
12	CORPORACION ACEROS AREQUIPA S.A.	43 446	2 829	0	46 274	0.637129%	40 962
13	DOE RUN PERU S.R.L.	25 799	5 988	0	31 785	0.437831%	28 136
14	EMPRESA MINERA LOS QUENUALES S.A.	8 403	1 752	0	10 155	0.139823%	8 990
15	EXSA S.A.	715	203	0	917	0.012630%	812
16	FUNDICION CALLAO S.A.	1 344	185	0	1 529	0.021054%	1 354
17	GLORIA S.A.	6 176	1 809	0	7 785	0.107183%	6 891
18	GOLD FIELDS LA CIMA S.A.	13 487	3 297	0	16 784	0.230814%	14 839
19	MESSER GASES DEL PERU S.A.						
20	METALURGICA PERUANA S.A.	5 428	318	0	5 742	0.079060%	5 083
21	MINERA COLQUISIRI S.A.	2 094	505	0	2 600	0.035796%	2 301
22	MINERA YANACOCCHA S.R.L.	54 716	12 445	0	67 162	0.924724%	59 452
23	MINSUR S.A.	11 170	2 022	0	13 193	0.181642%	11 678
24	PAPELERA NACIONAL S.A.	4 255	1 145	0	5 400	0.074350%	4 780
25	PERUBAR S.A.	219	59	0	278	0.003833%	246
26	PRODUCTOS TISSUE DEL PERU S.A.	7 931	1 856	0	9 787	0.134754%	8 684
27	QUIMPAC S.A.	28 269	2 511	0	30 780	0.423801%	27 247
28	SHOUGANG HIERRO PERU S.A.A.	28 610	7 258	0	35 868	0.493850%	31 751
29	SOCIEDAD MINERA CERRO VERDE S.A.A.	113 128	28 875	0	142 003	1.955184%	125 702
30	SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION	150 820	35 413	0	186 033	2.561417%	164 678
31	TECNOLOGICA DE ALIMENTOS S.A.	2 450	510	0	2 960	0.040753%	2 620
32	CERVECERIAS PERUANAS BACKUS S.A.A.	9 571	2 509	0	12 080	0.166328%	10 894
33	VOLCAN COMPANIA MINERA S.A.A.	34 548	7 897	0	42 548	0.585796%	37 662
34	XSTRATA TINTAYA S.A.	24 889	5 660	0	30 329	0.417588%	26 848
35	YURA S.A.	10 007	2 953	0	12 960	0.176446%	11 474
36	MINERA BARRICK MISQUICHILCA S.A.	12 183	2 775	0	14 958	0.205221%	13 241
37	INDUSTRIAS CACHIMAYO S.A.	16 062	3 655	0	19 717	0.271480%	17 454
38	EMPRESA SIDERURGICA DEL PERU S.A.A.	21 358	1 897	0	23 255	0.320189%	20 588
39	COMPANIA MINERA MISKI MAYO S.R.L.	2 329	871	0	3 200	0.017128%	1 101
79	TOTAL	5 293 028	1 487 084	488 795	7 268 907	100.00%	6 429 190

D.F.

TOTAL - 03/24

**APORTES NO REEMBOLSABLES DE LAS EMPRESAS INTEGRANTES
PARA FINANCIAR EL PRESUPUESTO DE GASTOS OPERATIVOS DEL COES-SINAC 2010**
(Cifras en Nuevos Soles)

N°	EMPRESAS	PORCENTAJE PARTICIPACION	CUARTA CUOTA	INTERESES 1RA. C. 2010	INTERESES 2DA. C. 2010	INTERESES 3RA. C. 2010	TOTAL APORTES
GENERADORAS							
1	ELECTROPERU S.A.	11.056291%	710 830				710 830.00
2	EDEGEL S.A.A.	11.708632%	752 770				752 770.00
3	DUKE ENERGY EGENOR S. EN C. POR A.	3.761739%	241 849				241 849.00
4	SN POWER PERU S.A.	2.981084%	191 660				191 660.00
5	SHOUGANG GENERACION ELÉCTRICA S.A.A.	0.265189%	17 049				17 049.00
6	EMPRESA ELÉCTRICA DE PIURA S.A.	1.125405%	72 354				72 354.00
7	TERMOSELVA S.R.L.	1.873028%	120 421				120 421.00
8	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MACHUPICCHU S.A.	1.173852%	75 469				75 469.00
9	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE AREQUIPA S.A.	1.389448%	89 330				89 330.00
10	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL SUR S.A.	0.245031%	15 754				15 754.00
11	ENERSUR S.A.	8.034320%	518 542				518 542.00
12	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABÁN S.A.	1.106200%	71 120				71 120.00
13	SOCIEDAD MINERA CORONA S.A.	0.223471%	14 387				14 387.00
14	KALLPA GENERACION S.A.	2.555169%	164 277				164 277.00
15	GENERADORA DE ENERGIA DEL PERU S.A.	0.047262%	3 039				3 039.00
16	SDF ENERGIA S.A.C.	0.300189%	19 300				19 300.00
17	HIDROELECTRICA SANTA CRUZ S.A.C.	0.037508%	2 411				2 411.00
18	ESCO CIA. DE SERVICIOS DE ENERGIA S.A.C.	0.041328%	2 657				2 657.00
19	COMPAÑIA ELECTRICA EL PLATANAL S.A.	1.463427%	94 086				94 086.00
20	CHINANGO S.A.C.	1.747804%	112 370				112 370.00
21	MAJA ENERGIA S.A.C	0.016117%	1 036				1 036.00
22	AGROINDUSTRIAL PARAMONGA S.A.A.	0.125680%	8 080				8 080.00
23	SINDICATO ENERGETICO S.A.	0.080059%	5 147				5 147.00
TRANSMISORAS							
1	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	3.323487%	213 673				213 673.00
2	ETSELVA S.R.L.	0.313568%	20 160				20 160.00
3	INTERCONEXION ELÉCTRICA ISA PERU S.A.	0.427631%	27 493			22.92	27 515.92
4	CONSORCIO TRANSMANTARO S.A.	1.319883%	84 858			47.09	84 905.09
5	CONSORCIO ENERGETICO DE HUANCAMELICA S.A.	0.193574%	12 445				12 445.00
6	RED ELÉCTRICA DEL SUR S.A.	0.548323%	35 253				35 253.00
7	COMPAÑIA TRANSMISORA NORPERUANA S.R.L	0.016503%	1 061			1.77	1 062.77
DISTRIBUIDORAS							
1	EDELNOR S.A.	8.855279%	569 323				569 323.00
2	ELECTROCENTRO S.A.	1.007189%	64 754				64 754.00
3	ELECTRONOROESTE S.A.	1.354192%	87 064				87 064.00
4	ELECTRONORTE S.A.	0.967518%	62 204				62 204.00
5	ELECTROSUR S.A.	0.589473%	37 898				37 898.00
6	ELECTRO SUR ESTE S.A.A	0.677978%	43 588				43 588.00
7	ELECTRO DUNAS S.A.A.	1.088278%	69 967				69 967.00
8	HIDRANDINA S.A.	2.585437%	166 223				166 223.00
9	LUZ DEL SUR S.A.A.	10.128508%	651 181				651 181.00
10	SEAL S.A.	1.400011%	90 009				90 009.00
CLIENTES LIBRES							
1	CEMENTO ANDINO S.A.	0.209955%	13 498	588.13	130.81	71.75	14 288.69
2	CEMENTOS LIMA S.A.	0.441095%	28 359				28 359.00
3	CEMENTOS PACASMAYO S.A.A.	0.281920%	18 125				18 125.00
4	CERAMICA LIMA S.A.	0.097020%	6 238				6 238.00
5	CERÁMICA SAN LORENZO S.A.C	0.045685%	2 937			6.54	2 943.54
6	COMPAÑIA DE MINAS BUENAVENTURA S.A.A.	0.307810%	19 790				19 790.00
7	COMPAÑIA INDUSTRIAL TEXTIL CREDISA - TRUTEX S.A.A.	0.115853%	7 448		40.26		7 488.26
8	COMPAÑIA MINERA ANTAMINA S.A.	1.049970%	67 505				67 505.00
9	COMPAÑIA MINERA ARES S.A.C.	0.253992%	16 330		294.77		16 624.77
10	COMPAÑIA MINERA CONDESTABLE S.A.	0.131135%	8 431				8 431.00
11	COMPAÑIA MINERA MILPO S.A.A.	0.252168%	16 212			118.28	16 330.28
12	CORPORACION ACEROS AREQUIPA S.A.	0.637129%	40 962				40 962.00
13	DOE RUN PERU S.R.L.	0.437631%	28 138				28 138.00
14	EMPRESA MINERA LOS QUENUALES S.A.	0.139823%	8 990			7.50	8 997.50
15	EXSA S.A.	0.012630%	812			0.23	812.23
16	FUNDICION CALLAO S.A.	0.021054%	1 354				1 354.00
17	GLORIA S.A.	0.107183%	6 891				6 891.00
18	GOLD FIELDS LA CIMA S.A.	0.230814%	14 839				14 839.00
19	MESSER GASES DEL PERU S.A.	0.000000%	0				0.00
20	METALURGICA PERUANA S.A.	0.079060%	5 083	260.29	91.30	40.41	5 475.00
21	MINERA COLQUISIRI S.A.	0.035796%	2 301				2 301.00
22	MINERA YANACOCCHA S.R.L.	0.924724%	59 452				59 452.00
23	MINSUR S.A.	0.181642%	11 678			12.98	11 690.98
24	PAPELERA NACIONAL S.A.	0.074350%	4 780				4 780.00
25	PERUBAR S.A.	0.003633%	246			0.21	246.21
26	PRODUCTOS TISSUE DEL PERU S.A.	0.134754%	8 664		233.23	16.86	8 914.09
27	QUIMPAC S.A.	0.423801%	27 247				27 247.00
28	SHOUGANG HIERRO PERU S.A.A.	0.493850%	31 751				31 751.00
29	SOCIEDAD MINERA CERRO VERDE S.A.A.	1.955184%	125 702				125 702.00
30	SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION, SUCURSAL PERU	2.561477%	164 678				164 678.00
31	TECNOLOGICA DE ALIMENTOS S.A.	0.040753%	2 620				2 620.00
32	CERVECERIAS PERUANAS BACKUS S.A.A.	0.166328%	10 694				10 694.00
33	VOLCAN COMPAÑIA MINERA S.A.A.	0.585796%	37 662			83.79	37 745.79
34	XSTRATA TINTAYA S.A.	0.417588%	26 848				26 848.00
35	YURA S.A.	0.178444%	11 473				11 473.00
36	MINERA BARRICK MISQUICHILCA S.A.	0.205957%	13 241				13 241.00
37	INDUSTRIAS GACHIMAYO S.A.	0.271480%	17 454				17 454.00
38	EMPRESA SIDERURGICA DEL PERU S.A.A.	0.320189%	20 586				20 586.00
39	COMPAÑIA MINERA MISKI MAYO S.R.L.	0.017128%	1 101				1 101.00
79	TOTAL S/.	100.00%	6 429 190	848.42	790.37	449.74	6 431 278.53

ST COES 0345

D.F.

**ANEXO N° 03: COPIA DE POLIZA MULTIRIESGO N°
1301-515503**



POLIZA MULTIRIESGO Nro. 1301 - 515503 Condiciones Particulares

Contratante : AGUAYTIA ENERGY DEL PERU S.R.L. ** ENDOSO **
Objeto Social : C1110 EXTRAC.DE PETROLEO CRUDO Y GAS NATURAL
Dirección : AV VICTOR ANDRES BELAUNDE 147 802
Distrito : SAN ISIDRO LIMA Teléfono : 6115000 Tramite Nro : SI827946-01
Los representantes y Directores, figuran debidamente registrados en nuestros archivos. RUC : 20297660536

Operación : 400854658
Moneda : US\$ DÓLAR AMERICANO

Anexo de Póliza

SECTION I - DOWNSTREAM

TYPE:

All Risks of Direct Physical Loss or Damage including Machinery Breakdown, Earthquake, Flood and Windstorm including Business Interruption and Contingent Business Interruption as original.

ORIGINAL INSURED:

Aguaytia Energy del Perú S.R.Ltda., Termoselva S.R.L., Eteselva S.R.L., Gas Integral S.R.L.; Aguaytia Energy L.L.C., Peru Energy Holdings, L.L.C., Maple Gas Development Corporation, P.I.D.C. Aguaytia L.L.C., IGC Aguaytia Partners L.L.C., Conduit Capital Partner, L.L.C.; Citibank del Perú S.A.; Scotiabank Perú SAA; BNS Sociedad Titulizadora S.A.; Petroperú S.A.; Perupetro S.A.; Orus S.A.; Compass Selva Catering y Servicios Perú S.A.; PIC del Perú S.A.; Red de Energia del Perú S.A.; Export Import; Servicios Señor de Sipán; Valper S.R.L.; Transportes Comerciales Fradera BIRL and their divisions or subsidiaries as were, are or may hereafter be constituted and any entity for which they had or have responsibility for placing Insurance

PERIOD:

31st July 2009 to 31st December 2009 15.00 hrs Local Standard Time at the address of the Original Insured, as original and/or all as original.

SITUATION:

Peru as original.

INTEREST:

SECTION I - PROPERTY

All real and personal property of every kind and description but not limited to property of the Assured and/or property of others held by the Assured in trust or in commission or in consignment and/or in the Assured's care custody and Control and/or for which the Assured may be held legally liable and/or in course of construction, installation, erection, assembly and/or improvements and betterments and/or documents and models and any other property for which the Assured is responsible for or has agreed to insure. Excluding Transmission and Distribution lines only.

SECTION II - BUSINESS INTERRUPTION / CONTINGENT BUSINESS INTERRUPTION Loss of Profit and Contingent Loss of Profit

DECLARED VALUES SECTION I
US\$ 246,587,500

SECTION II
US\$ 69,000,000 (Annual Gross Profit) Indemnity period 15 months.

LIMITS (100%): SECTIONS I and II

- 100,000,000 each and every loss. In respect of Earthquake (Shock and Fire Following) and Flood separately and in the annual aggregate.
- with the following sub limits:
 - US\$ 50,000,000 Combined Single Limit each and every loss for Boiler & Machinery Breakdown including Business Interruption.
 - US\$ 25,000,000 each and every loss and in the Annual aggregate in respect of Strikes, Riots Civil Commotion, Malicious Damage including Business Interruption.
 - US\$ 12,000,000 each and every loss in respect of in respect of Expediting Expenses Newly Acquired Property, Architects / Engineers and Surveyors Fees and First party Clean-Up.
 - US\$ 12,000,000 each and every loss in respect of Fire Fighting, Rewriting of Records and Expenses incurred through measures taken by Authorities or the Insured to prevent, avoid, cut-off or extinguish or impede the spreading of Fire or other peril insured against.
 - US\$ 12,000,000 each and every loss in respect of Minor Works.
 - US\$ 7,500,000 each and every in respect of Debris Removal /Clean Up Costs.
 - US\$ 7,500,000 each and every loss in respect of care, custody or control.
 - US\$ 12,000,000 Combined Single Limit each and every loss in respect of Customers' and Suppliers' and Power and Public Utilities Extension.
 - US\$ 12,000,000 Combined Single Limit each and every loss in respect of Prevention/Denial of Access, Rental Value Extension and Extra Expense Extension Clause.

encia San Isidro, 11 de Agosto de 2009

RIMAC INTERNACIONAL
Cia. de Seguros y Reaseguros

ST COES 0147
RIMAC SEGUROS

CONTRATANTE / ASEGURADO

JACMONTOS

DEDUCTIBLES:

SECTION I

US\$ 250,000 each and every loss, but US\$ 500,000 each and every loss in respect of the Power Plant.

In respect of Earthquake, 5% of the location value (noting that pipelines constitute a separate location for the purpose of this Excess), subject to a minimum of US\$ 500,000 each and every loss.

SECTION II

45 days waiting period each and every loss

CONDITIONS:

Terms and conditions as per expiring wording

Agree waive Rights of Subrogation against Contractors/Sub-Contractors

Collateral Clause as original

1 Average Clause

It is noted that parts and spares of the turbines may be re-conditioned for a second time by the manufacturer, Alsthom. Provided that Alsthom guarantees this work in writing to the Insured, these parts and spares are deemed insured under this policy.

CHOICE OF LAW & JURISDICTION:

Peruvian Law and jurisdiction.

NET PREMIUM:

US\$ 847,752.51 annual

US\$ 355,359.23 for period

PAYMENT TERMS:

45 days from inception

Policy includes but is not limited to:

- Increased Cost of Construction Clause.
- Notification of Loss Clause.
- Arbitration Clause.
- Permits and Use Extension Clause.
- Partial Payment Clause.
- Demolition Clause.
- Testing and Commissioning Clause.
- Service of Suit Clause.
- Seepage, Pollution and Contamination Exclusion Clause NMA 1999b.
- Loss Payees and Mortgagees as applicable.
- War and Terrorism Exclusion Clause NMA 2918.
- Replacement Cost basis
- Omissions Clause
- Expediting Expenses Clause, sublimit to USD 10,000,000 each and every loss
- Immediate Repairs Clause.
- Fees Clause.
- Expenses to Minimise a Loss Clause, sublimit to USD 1,000,000 each and every loss
- New Properties Clause Architects', Engineers' and Surveyors' Fees.
- Electronic Date Recognition Clause EDRC B NMA 2801 Clause.
- Cyber Exclusion Clause NMA 2915.
- Records and Documents Clause.
- Public Authorities Clause, sublimit to USD 25,000,000 each and every loss
- Seventy Two Hour Clause.
- Temporary Removal Clause.
- Waivers of Rights of Recourse Clause.
- Notice of Cancellation Clause as attached.
- Excluding Control of Well / Oil and Gas Wells / Associated Coverages and Business Interruption following therefrom.
- All Political Risk exclusion

INFORMATION

Loss record, since plant operations commenced

1998 No losses
1999 No losses
2000 No losses
2001 No losses
2002 No losses
2003 GT11 - US\$ 200,000 - Paid
2004 GT12 - US\$ 5'929,863 - Paid
2005 No losses

2006 No losses
2007 No losses
2008 No losses

AGUAYTIA ENERGY / TERMOSELVA / ETESELVA
SCHEDULE OF VALUES (USD)

A) POWER PLANT		US\$100'000,000
B) TRANSMISSION		US\$ 21'320,800
- Aguaytia Substation	US\$ 4'923,600	
- Tingo Maria Substation	US\$ 10'289,000	
- Vizcarra Substation	US\$ 3'729,300	
- Paramonga Substation	US\$ 2'378,900	
C) OIL & GAS		US\$108'308,000
- Gas Plant	US\$ 34'627,000	
- Pipelines	US\$ 48'165,000	
- Fractionation Plant	US\$ 23'029,000	
- LPG Transfer Site	US\$ 2'487,000	
D) OTHERS		
- Buildings	US\$ 2'398,700	
- Inventories	US\$ 14'560,500	
TOTAL		US\$246'587,500
BUSINESS INTERRUPTION (Gross Profit Basis)		US\$ 69'000,000

NOTICE OF CANCELLATION CLAUSE

Notwithstanding that this insurance is for a period of 12 months, it may be cancelled by either the Insurers or the Insured giving 60 days notice to take effect from the time of the anniversary of the inception of this insurance.

The Insurers may agree however to continue this insurance subject to agreement between the Insurers and the Insured prior to the expiry of such notice of cancellation as to rate of premium and/or conditions and/or warranties.

In the event of cancellation of this insurance by reason of the operation of this clause, a net return of any premium paid to the Insurers in respect of the period subsequent to such cancellation shall be payable to the Insured.

SECTION II - UPSTREAM

TYPE:
Package Insurance (Upstream)

ORIGINAL INSURED:
Aguaytia Energy del Perú S.R.Ltda., Termoselva S.R.L., Eteselva S.R.L., Gas Integral S.R.L.; Aguaytia Energy L.L.C., Peru Energy Holdings, L.L.C., Maple Gas Development Corporation, P.L.D.C. Aguaytia L.L.C., IGC Aguaytia Partners L.L.C., Conduit Capital Partner, L.L.C.; Citibank del Perú S.A.; Scotiabank Perú SAA; BWS Sociedad Titulizadora S.A.; Petroperú S.A.; Perupetro S.A.; Orus Selva S.A.; Compass Selva Cathering y Servicios Perú S.A.; PIC del Perú S.A.; Red de Energía del Perú S.A.; Export Import; Servicios Señor de Sipán; Valper S.R.L.; Transportes Comerciales Fradera EIRL and their divisions or subsidiaries as were, are or may hereafter be constituted and any entity for which they had or have responsibility for placing Insurance.

PERIOD:
From: 31st July, 2009
To: 31st December, 2009
Both days at 15.00 hours Local Standard Time.

INTEREST:

Section I
All Real and Personal Property, as scheduled of the Original Insured relating to Oil and Gas activities at various locations in the Republic of Peru.

Section II

Cost of Control of Well, Limited Cost of Redrilling / Extra Expenses, Seepage and Pollution, Deliberate Well Firing, Making Wells Safe, Evacuation Expenses, Care, Custody and Control, Underground Blowout, Contingent Joint Venture, Turnkey Well Endorsement as attached.

LIMIT / SUM INSURED:

Section I

US\$ 5'455,000 Well, Well Head equipment and flowlines

Section II

US\$ 12'000,000 Combined Single Limit any one accident or occurrence in respect of drilling wells.

US\$ 7'500,000 Combined Single Limit any one accident or occurrence all other wells.

Subject to an annual aggregate limit of USD 12,000,000 for Insured's Interest, with reinstatement at 100% additional premium, as wording attached.

US\$ 1'000,000 any one accident or occurrence in respect of Care, Custody or Control.

EXCESS / DEDUCTIBLES:

Section I

US\$ 100,000 any one accident or occurrence on items valued over USD 500,000.

US\$ 50,000 any one accident or occurrence on items valued between USD 100,000 and USD 500,000 inclusive.

US\$ 25,000 any one accident or occurrence on items valued under USD 100,000.

Section II

US\$ 200,000 any one accident or occurrence in respect of each section, in respect of drilling, work-over and producing wells.

\$ 50,000 (100%) any one accident or occurrence in respect of Care, Custody and Control.

SITUATION:

Various throughout Perú and Latin America and/or elsewhere as original.

CONDITIONS:

Full original wording based on the attached:

Section I

Oil and Gas Wells Drilling Floater Form (All Risks) including downhole equipment as per form. Including Earthquake

Section II

Energy Exploration and Development including endorsements as per INTEREST with Earthquake Exclusion 4.e. deleted Turnkey Well Endorsement as attached.

General Conditions

Arbitration Clause as attached.

Including Underground Blow Out

Nuclear Exclusion Clause NMA 1256

Toxic Mould Exclusion Clause per Micro Organism Clause (MAP) (Absolute) 2791MAP0001.

IT Hazards Exclusion Clause NMA 2928

Excluding Sabotage and Terrorism absolutely

Subject to 10% No Claims Bonus allowable at expiry (on net) subject to renewal with Rimac Seguros.

CL 370 Institute Radioactive Contamination, Chemical, Biological, Bio-Chemical and Electromagnetic Weapons Exclusion Clause

CL 380 Institute Cyber Attack Exclusion Clause

NMA 464 War and Civil War Exclusion Clause

CHOICE OF LAW & JURISDICTION:

Peruvian Law and Jurisdiction

NET ANNUAL PREMIUM/RATE:

Section I :

Inception premium US\$ 44,107.35 calculated at 0.8080% per annum or pro rata, apart from workover / drilling rig at 3.1780% per annum and pro rata. No stacked credit.

Section II :

US\$ 23,969.40 Minimum and deposit based on 100% producing and 50% drilling / workover estimated premium adjustable at expiry at the following rates :

Drilling : US\$ 3.8688 per foot drilled
NIL x 3.8688 p.f.d = NIL
Producing: US\$ 0.3414 per foot drilled
70,218 x 0.3414 p.f.d = US\$ 23,969.40
Workover : NIL

US\$ 28,536.28

PAYMENT TERMS: 45 days from inception.

FORMATION

Loss record, since plant operations commenced 12th December 1997:

4/9/98	Blowout, net adjusted claim US\$ 744,314.2
1999	No losses
2000	No losses
2001	No losses
2002	No losses
2003	No losses
2004	No losses
2005	No losses
2006	No losses
2007	No losses
2008	No losses

AGUAYTIA CONTROL OF WELL SCHEDULE

Aguaytia (Aguaytia)

Drilling	
Depth	Footage
0 - 5,000'	-----
5,001' - 7,500'	-----
7,501' - 10,000'	-----

Workover	
Depth	Footage
0 - 5,000'	-----
5,001' - 7,500'	-----
7,501' - 10,000'	-----

Producing/shut-in / abandoned / water injection	
Depth	Footage
0 - 5,000'	-----
5,001' - 7,500'	-----
7,501' - 10,000'	70,218

SECTION III - SABOTAGE & TERRORISM

TYPE:

Political Risks including Riots, Strikes, Civil Commotion, Malicious Damage, Sabotaje, Terrorism including Business Interruption

ORIGINAL INSURED:

Aguaytia Energy del Perú S.R.Ltda., Termoselva S.R.L., Eteselva S.R.L., Gas Integral S.R.L.; Aguaytia Energy L.L.C., Peru Energy Holdings, L.L.C., Maple Gas Development Corporation, P.I.D.C. Aguaytia L.L.C., IGC Aguaytia Partners L.L.C., Conduit Capital Partner, L.L.C.; Citibank del Perú S.A.; Scotiabank Perú S.A.; RWS Sociedad Titulizadora S.A.; Petroperú S.A.; Perupetro S.A.; Orus Selva S.A.; Compass Selva Catering y Servicios Perú S.A.; PIC del Perú S.A.; Red de Energía del Perú S.A.; Export Import; Servicios Señor de Sipán; Valper S.R.L.; Transportes Comerciales Fradera EIRL and their divisions or subsidiaries as were, are or may hereafter be constituted and any entity for which they had or have responsibility for placing Insurance.

PERIOD:

From: 31st July, 2009

To: 31st December, 2009
Both days at 15.00 hours Local Standard Time

INTEREST:

Section I - Property
This policy covers all real and personal property of every kind and description but not limited to property of the Assured and/or property of others held by the Assured in trust or in commission or in consignment and/or in the Assured's care custody and control and/or for which the Assured may be held legally liable and or in course of construction, installation, erection, assembly and or improvements and betterments and or documents and models and any other property for which the Assured is responsible for or has agreed to insure.

Section II - Business Interruption
Business Interruption including, but not limited to service interruption, extra expenses, rental income.

STATED VALUES

Section I
US\$ 246'587,500 (Downstream)
US\$ 5'455,000 (Upstream)

Section II
US\$ 69'000,000 (Annual Gross Profit) Indemnity period 15 months.

LIMIT OF LIABILITY:

Section I & II

Layer I - Sabotaje and Terrorism only including Business Interruption; based on T3 / T3A wording as expiring
US\$ 30'000,000 Combined Single Limit each and every loss and in the annual aggregate.

Layer II - Riots, Strikes, Civil Commotion, Malicious Damage, Sabotaje, Terrorism including Business Interruption; based on LPO 437 plus BI as expiring
US\$ 30,000,000 Combined Single Limit each and every loss and in the annual aggregate in excess of US\$ 30,000,000 in the annual aggregate.

DEDUCTIBLES:

Section I
US\$ 100,000 per occurrence.

Section II
... days waiting period per occurrence.

SITUATION:

Various throughout Peru and Latin America and/or elsewhere as original.

CONDITIONS:

Excluding Transmission and Distribution Lines and pipelines.
Excluding Chemical / Biological / Cyber Terrorism, Hoaxes and Threats.
Multiple Assured Clause.
Includes Downstream and Upstream Coverage

CHOICE OF LAW & JURISDICTION:

Law: Peruvian
Jurisdiction: Peruvian

NET ANNUAL PREMIUM:

Layer I : US\$ 56,863.74
Layer II : US\$ 20,057.13
US\$ 76,920.87 annual

Layer I : US\$ 23,836.03
Layer II : US\$ 8,407.51
US\$ 32,243.54 annual

PAYMENT TERMS:
45 days from inception

REMARKS

Strikes, Riots Civil Commotion, Malicious Damage including Business Interruption For Option I is covered under Downstream section.

A) POWER PLANT		US\$100'000,000
B) TRANSMISSION		US\$ 21'320,800
- Aguaytia Substation	US\$ 4'923,600	
- Tingo Maria Substation	US\$ 10'289,000	
- Viracarra Substation	US\$ 3'729,300	
- Paramonga Substation	US\$ 2'378,900	
JIL & GAS		US\$108'308,000
- Gas Plant	US\$ 34'627,000	
- Pipelines	US\$ 48'165,000	
- Fractionation Plant	US\$ 23'029,000	
- LPG Transfer Site	US\$ 2'487,000	
D) OTHERS		
- Buildings (****)	US\$ 2'398,700	
- Inventories	US\$ 14'560,000	
Total Downstream		US\$246'587,500
Total Upstream		US\$ 5'455,000
BUSINESS INTERRUPTION (Gross Profit Basis)		US\$252'042,500
		US 69'000,000

SECTION IV - LIABILITY

TYPE:

Public and Products Liability Insurance as original.

ORIGINAL INSURED:

Aguaytia Energy del Perú S.R.Ltda., Termoselva S.R.L., Etoselva S.R.L., Gas Integral S.R.L.; Aguaytia Energy L.L.C., Peru Energy Holdings, L.L.C., Maple Gas Development Corporation, P.I.D.C. Aguaytia L.L.C., IGC Aguaytia Partners L.L.C., Conduit Capital Partner, L.L.C.; Citibank del Perú S.A.; Scotiabank Perú S.A.; BWS Sociedad Titulizadora S.A.; Petroperú S.A.; Ferupetro S.A.; Orus Selva S.A.; Compass Selva Catering y Servicios Perú S.A.; PIC del Perú S.A.; Red de Energía del Perú S.A.; Export Import; S.A. Valpo Señor de Sipán; Valper S.R.L.; Transportes Comerciales Fradera EIRL and their divisions or subsidiaries as were, are or hereafter be constituted and any entity for which they had or have responsibility for placing Insurance.

PERIOD:

31st July 2009 to 31st December 2009 15.00 hrs Local Standard Time at the address of the Original Insured, as original and/or all as original. Agree to extend up to one calendar month on agreement Leading Reinsurer only irrespective of individual anniversary notices of cancellation if any.

INTEREST:

In respect of the Original Insured's oil, gas and power (generation, transmission, distribution) business activities as original.

SITUATION:

Peru but worldwide in respect of Products excluding USA / Canada, as original.

LIMIT (100%):

US\$ 25,000,000 any one occurrence and in the annual aggregate separately in respect of Products /Completed Operations Liability and Pollution Liability. US\$ 1'000,000 for Employers Liability any one occurrence.

DEDUCTIBLE:

US\$ 25,000 only material damages, any one occurrence and in the annual aggregate separately in respect of products, completed operations and pollution.

CONDITIONS:

- Electronic Date Recognition Clause EDRC (B) NMA 2801.
- Cancellation Clause as original NMA 464 unless War and Civil War Exclusion Clause contained in original policy, but in respect of the exclusion of Terrorism, NMA 2952 to apply.
- Special Cancellation Provisions as attached.

- DAC Asbestos Exclusion
- Toxic Mould Exclusion

CHOICE OF LAW & JURISDICTION:
Peruvian Law and jurisdiction.

NET ANNUAL PREMIUM:
US\$ 63,575.40 annual

US\$ 26,649.41 for period

PAYMENT TERMS:
45 days from inception.

INFORMATION

Final conditions based on:

- MWP Oil and Gas Industry Conditions (1989) as attached.
- Including Loading and Unloading.
- Including Loads Liability.
- Including Excess Automobile Liability, excess of USD 100,000 each and every claim, and including passenger liability.
- Including Employer's Liability with a sub-limit of USD 1,000,000 any one occurrence, but excluding Occupational Disease / Illness.
- Excluding Workmen's Compensation.
- Excluding Aviation and Marine Liabilities but including non-owned operated inland waterway vessels.
- Jurisdiction: Peru
- Wording based on PCA 94.
- Electro Magnetic Field (EMF) cover is on a Claims Made basis with the Loss Limit in the aggregate. Retroactive date: 12th December 1997; Costs inclusive for claims in respect of Electro Magnetic Field (EMF)
- Excluding diminution of property values.

Loss record this policy since inception: 12/12/97

1997 NIL
1998 NIL
1999 NIL
2000 NIL
2001 NIL
2002 NIL
2003 NIL
2004 NIL
2005 NIL
2006 NIL
2007 NIL
2008 NIL

Lytia Energy
- Payroll 2007 / 2008 - US\$ 3,300,000
- Revenues 2007 / 2008 - US\$ 131,800,000

OIL/ GAS CONDITIONS (1989)

The following additional Conditions are applicable to this policy.

- 1) Liability for Pollution or Contamination is excluded unless arising directly from operations on land.
- 2) NMA 1683 (amended) is applicable to operations on land:-
"This insurance does not cover any liability for:-
(1) Removal of, loss of or damage to sub-surface oil, gas or any other substance, the property of others, provided always that this paragraph 81) shall not apply to any liability which would otherwise be covered under this Insurance for such removal, loss or damage directly attributable to blow-out, cratering or fire of an oil or gas well owned or operated by, or under control of the Assured.
(2) Loss of, damage to or loss of use of property directly or indirectly resulting from the subsidence caused by sub-surface operations of the Assured.
(3) Personal Injury or Bodily Injury or loss of, damage to or loss of use of property directly or indirectly caused by seepage, pollution or contamination, provided always that this paragraph (3) shall not apply to liability for Personal Injury or Bodily Injury or loss of or physical damage to or destruction of tangible property, or loss of use of such property damaged or destroyed where such seepage, pollution or contamination is caused by a sudden, unintended and unexpected happening during the period of this Insurance and was not the direct result of the Assured failing to take reasonable precautions to prevent such happening.
(4) The cost of removing, nullifying or cleaning-up seeping, polluting or contaminating substances unless the seepage, pollution, or contamination is caused by a sudden, unintended and unexpected happening during the period of this Insurance and was not the direct result of the Assured failing to take reasonable precautions to prevent such happening.
(5) Fines, penalties, punitive or exemplary damages.

This clause shall not extend this Insurance to cover any liability which would not have been covered under this Insurance had this Clause been attached.

3) Liability for the following is excluded:-

- a) Loss of, destruction of or loss of use of any exploration or production bore and/or hole and/or well and any consequential loss arising therefrom.
- b) Loss of destruction of or loss of use of any equipment in any exploration or production bore and/or hole and/or well and any consequential loss arising therefrom.
- c) The cost of controlling/preventing any escape of any substance from any exploration or production bore and/or hole and/or well and any consequential loss therefrom.
- d) The cost of controlling/preventing any fire arising in connection with any exploration or production bore and/or hole and/or well and any consequential loss therefrom.
- e) The cost of destruction and/or removal of debris arising from damage to any exploration and/or production vessel, platform or rig.

MEN DE CÁLCULO DE PRIMA DE TODAS LAS SECCIONES :

US\$ 1'056,325.43 anual
US\$ 442,788.47 por el periodo

COASEGURO:

La presente póliza es un contrato de Coaseguro entre las siguientes compañías y en los porcentajes indicados a continuación:

Rimac Internacional Compañía de Seguros y Reaseguros	60%
El Pacifico Peruano Suiza Compañía de Seguros y Reaseguros	40%

Según Cláusula de Coaseguro que forma parte integrante de la póliza.

**ANEXO N° 04: ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE
DICIEMBRE DE 2008**

ANEXO N° 04A: AGUAYTIA ENERGY DEL PERU SRL

ANEXO N° 04B: TERMOSELVA SRL

ANEXO N° 04C: ETESELVA SRL

ARCHIVOS NO IMPRESOS

UBICADOS EN:

\\ETESSELVA\SPT 2011\COyM 2011\INFORME\ANEXO 4

ANEXO N° 05: FORMULARIOS CÁLCULOS DEL COYM.

ARCHIVOS NO IMPRESOS

UBICADOS EN:

\\ETSELVA\SPT 2011\COYM 2011

ANEXO N° 06: LISTA DE CONSTRUCCIÓN
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN L-2251, L-2252 Y L-2253
ARCHIVOS NO IMPRESOS

UBICADOS EN:

\\ETESELVA\SPT 2011\COyM 2011\INFORME\ANEXO 6

ANEXO C

**PROPUESTA DEL PEAJE POR CONEXIÓN DE REDESUR
PARA LA FIJACIÓN TARIFARIA**

PERÍODO, MAYO 2011 – ABRIL 2012.

Anexo A-2

Propuesta del Peaje por Conexión
de REDESUR para la Fijación
Tarifaria mayo 2011 - abril 2012



ANEXO A-2

PROPUESTA DEL PEAJE POR CONEXIÓN DE REDESUR PARA LA FIJACIÓN TARIFARIA PERÍODO MAYO 2011 - ABRIL 2012

a) AJUSTE DEL VNR1 DE REDESUR SEGÚN ADDENDUM N° 5 AL CONTRATO BOOT

IPP Marzo 2011 (*)	174.50
IPP Setiembre 2000 (IPP base - ETAPA 1)	148.60
IPP Febrero 2001 (IPP base - ETAPA 2)	149.20
Factor de Ajuste - ETAPA 1	1.1743
Factor de Ajuste - ETAPA 2	1.1696

IPP: Índice Finished Goods Less Food and Energy (serie ID: WPSSOP3500)

(*) IPP Provisional de Diciembre 2010 (último disponible al 14 de enero de 2010)

VNR1 según Contrato	\$ 69,741,000
VNR1 - ETAPA 1	\$ 18,619,867
VNR1 - ETAPA 2	\$ 51,121,133
VNR1 Ajustado - ETAPA 1	\$ 21,865,187
VNR1 Ajustado - ETAPA 2	\$ 59,789,797
VNR1 Ajustado	\$ 81,654,984
Anualidad del VNR1	\$ 10,136,948

b) AJUSTE DEL VNR2 DE REDESUR SEGÚN CONTRATO BOOT

IPP Marzo 2011 (*)	174.50
IPP Marzo 2008 (IPP base)	165.10
Factor de Ajuste	1.0569

IPP: Índice Finished Goods Less Food and Energy (serie ID: WPSSOP3500)

(*) IPP Provisional de Diciembre 2010 (último disponible al 14 de enero de 2010)

VNR2 según Contrato	\$ 5,135,788
VNR2 Ajustado	\$ 5,428,195
Anualidad del VNR2	\$ 703,809

c) AJUSTE DEL COyM DE REDESUR SEGÚN CONTRATO BOOT

IPP Marzo 2011 (*)	174.50
IPP Junio 2005 (IPP base)	156.30
Factor de Ajuste	1.1164

IPP: Índice Finished Goods Less Food and Energy (serie ID: WPSSOP3500)

(*) IPP Provisional de Diciembre 2010 (último disponible al 14 de enero de 2010)

COyM Anual según Contrato	\$ 2,216,371
COyM Anual Ajustado	\$ 2,474,451

d) LIQUIDACIONES DE PERÍODO MARZO 2010 - FEBRERO 2011 (Ver Anexo C-2)

Liquidación	-\$ 139,436
-------------	-------------

e) CÁLCULO DE PEAJE POR CONEXIÓN DE REDESUR

aVNR (a)	COyM (b)	Liquidación (c)	Peaje por Conexión Anual (a) + (b) + (c)
\$ 10,840,757	\$ 2,474,451	-\$ 139,436	\$ 13,175,772

Anexo C-2

Cálculo de la Liquidación Anual para
el período de marzo 2010 - febrero
2011



ANEXO C-2

CÁLCULO DE LA LIQUIDACIÓN ANUAL PARA EL PERÍODO MARZO 2010 - FEBRERO 2011

AJUSTE DEL VNR1 DE REDESUR

Año	2009	2010
IPP Marzo	171.50	173.00
IPP Setiembre 2000 (IPP base - ETAPA 1)	148.60	148.60
IPP Febrero 2001 (IPP base - ETAPA 2)	149.20	149.20
Factor de Ajuste - ETAPA 1	1.1541	1.1642
Factor de Ajuste - ETAPA 2	1.1495	1.1595
VNR1 según Contrato	\$ 69,741,000	\$ 69,741,000
VNR1 - ETAPA 1	\$ 18,619,867	\$ 18,619,867
VNR1 - ETAPA 2	\$ 51,121,133	\$ 51,121,133
VNR1 Ajustado - ETAPA 1	\$ 21,489,281	\$ 21,677,234
VNR1 Ajustado - ETAPA 2	\$ 58,761,892	\$ 59,275,845
VNR1 Ajustado	\$ 80,251,173	\$ 80,953,079
Anualidad del VNR1	\$ 9,962,674	\$ 10,049,811

AJUSTE DEL VNR2 DE REDESUR

Año	2009	2010
IPP Marzo	171.50	173.00
IPP Marzo 2008 (IPP base)	165.10	165.10
Factor de Ajuste	1.0388	1.0478
VNR2 según Contrato	\$ 5,135,788	\$ 5,135,788
VNR2 Ajustado	\$ 5,334,874	\$ 5,381,534
Anualidad del VNR2	\$ 691,709	\$ 697,759

AJUSTE DEL COyM DE REDESUR

Año	2009	2010
IPP Marzo	171.50	173.00
IPP Junio 2005 (IPP base)	156.30	156.30
Factor de Ajuste	1.0972	1.1068
COyM Anual según Contrato	\$ 2,216,371	\$ 2,216,371
COyM Anual Ajustado	\$ 2,431,911	\$ 2,453,181

FIJACIÓN TARIFARIA 2009 - 2010 PERIODO TARIFARIO DEL 1° MAYO 2009 AL 30 ABRIL 2010

CÁLCULO DEL COSTO TOTAL DE TRANSMISIÓN (CTT)

VNR ajustado al 30 de abril de 2009	\$ 85,586,047.05
aVNR ajustado al 30 de abril de 2009	\$ 10,654,383.12
COyM revisado regulación mayo 2009	\$ 2,431,910.60
Liquidación Período 2008-2009	\$ 250,729.17
Costo Total anual para la Fijación Tarifaria (CTT)	\$ 13,337,022.89
Costo Total mensual	\$ 1,054,602.07

FIJACIÓN TARIFARIA 2010 - 2011 PERIODO TARIFARIO DEL 1° MAYO 2010 AL 30 ABRIL 2011

CÁLCULO DEL COSTO TOTAL DE TRANSMISIÓN (CTT)

VNR ajustado al 30 de abril de 2009	\$ 86,334,613.06
aVNR ajustado al 30 de abril de 2009	\$ 10,747,570.14
COyM revisado regulación mayo 2009	\$ 2,453,180.95
Liquidación Período 2008-2009	\$ -397,233.49
Costo Total anual para la Fijación Tarifaria (CTT)	\$ 12,803,517.61
Costo Total mensual	\$ 1,012,416.06

Resumen del Cálculo de PreLiquidación Anual de Ingresos por Contrato BOOT en cumplimiento de la Resolución OSINERG N° 335-2004-OS/CD

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN DE REDESUR (SPT)

Período de Facturación	Fecha de Tipo de Cambio Monetario	Tipo de Cambio Aplicado \$/US \$	Facturación Mensual				Valor Actualizado al 28 de Febrero del 2011	INGRESOS ESPERADOS			
			Peaje Facturado	Ingreso Tarifario Facturado	Total Facturado			Total US\$	Valor Presente a Febrero 28		
					(S/.)	(US \$)					
1	2010-03	2010-04-14	2.835	3,029,857.75	6,644.40	3,036,502.15	1,071,076.60	1,188,329.97	1,054,602.07	1,170,051.94	
2	2010-04	2010-05-14	2.841	3,029,857.75	6,644.38	3,036,502.13	1,068,814.55	1,174,674.05	1,054,602.07	1,159,053.92	
3	2010-05	2010-06-14	2.843	2,872,509.72	1,347.21	2,873,856.93	1,010,853.65	1,100,529.79	1,012,416.06	1,102,230.80	
4	2010-06	2010-07-14	2.815	2,872,509.73	1,347.15	2,873,856.88	1,020,908.31	1,101,028.99	1,012,416.06	1,091,870.27	
5	2010-07	2010-08-13	2.806	2,872,509.72	1,347.21	2,873,856.93	1,024,182.80	1,094,178.03	1,012,416.06	1,081,607.13	
6	2010-08	2010-09-14	2.788	2,856,164.20	1,339.53	2,857,503.73	1,024,929.60	1,084,683.54	1,012,416.06	1,071,440.45	
7	2010-09	2010-10-14	2.789	2,854,412.92	1,338.66	2,855,751.58	1,023,933.88	1,073,444.07	1,012,416.06	1,061,369.34	
8	2010-10	2010-11-12	2.802	2,854,412.90	1,338.70	2,855,751.60	1,019,183.30	1,058,420.65	1,012,416.06	1,051,392.89	
9	2010-11	2010-12-14	2.821	2,854,412.89	1,338.68	2,855,751.57	1,012,318.88	1,041,410.24	1,012,416.06	1,041,510.21	
10	2010-12	2010-01-13	2.788	2,854,412.91	1,338.69	2,855,751.60	1,024,301.15	1,043,832.14	1,012,416.06	1,031,720.43	
11	2011-01	2010-01-13	2.788	2,854,412.91	1,338.69	2,855,751.60	1,024,301.15	1,034,020.53	1,012,416.06	1,022,022.67	
12	2011-02	2010-01-13	2.788	2,854,412.91	1,338.69	2,855,751.60	1,024,301.15	1,024,301.15	1,012,416.06	1,012,416.06	
TOTAL							34,686,588.30	12,349,105.00	13,018,853.13	12,233,364.76	12,896,686.10

N	
Saldo de Liquidación a Febrero 2011	-122,167.03
Saldo al 30 de abril de 2012	-139,436.04

Anexo D-2

Índices Finished Less Food and Energy (Serie ID: WPSSOP3500) al 14 de enero de 2011



[A to Z Index](#) | [Site Map](#) | [FAQs](#) | [About BLS](#) | [Contact Us](#)

Subscribe to E-mail Updates



[What's New](#) | [Release Calendar](#)

[Home](#) | [Subject Areas](#) | [Databases & Tools](#) | [Publications](#) | [Economic Releases](#) | [Beta](#)

Search BLS.gov



Databases, Tables & Calculators by Subject

FONT SIZE:

Change Output Options:

From: 2000 To: 2010

include graphs

[More Formatting Options](#)

Data extracted on: January 14, 2011 (2:43:29 PM)

Producer Price Index-Commodities

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
2000	146.8	147.3	147.4	147.4	147.8	147.8	148.1	148.2	148.6	148.5	148.7	148.9	
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	158.3	158.5	158.9	159.0	158.1	158.7	159.2	158.4	159.9	160.0	
2007	160.2	160.9	160.9	161.1	161.5	161.8	162.2	162.3	162.4	162.6	163.2	163.3	
2008	164.1	164.9	165.1	165.9	166.4	166.6	167.6	168.4	169.1	170.1	170.2	170.6	
2009	171.0	171.2	171.5	171.6	171.5	172.0	171.8	172.3	172.1	171.3	172.0(R)	172.1	
2010	172.7	172.8	173.0	173.2	173.7	173.8	174.3	174.6	174.7(P)	173.7(P)	174.2(P)	174.5(P)	

R : Revised

P : Preliminary. All indexes are subject to revision four months after original publication.

TOOLS

[Areas at a Glance](#)
[Industries at a Glance](#)
[Economic Releases](#)
[Databases & Tables](#)

CALCULATORS

[Inflation](#)
[Location Quotient](#)
[Injury And Illness](#)

HELP

[Help & Tutorials](#)
[FAQs](#)
[Glossary](#)
[About BLS](#)

INFO

[What's New](#)
[Careers @ BLS](#)
[Find It! DOL](#)
[Join our Mailing Lists](#)

ST COES - 0165

ANEXO D

**PROPUESTA TARIFARIA DE CONSORCIO
TRANSMANTARO, REGULACIÓN TARIFA EN BARRA**

MAYO 2011 – ABRIL 2012.



TRANSMANTARO

**PROPUESTA TARIFARIA DE CONSORCIO TRANSMANTARO
REGULACIÓN TARIFA EN BARRA MAYO 2011- ABRIL 2012**

Enero 2011

INFORME

PROPUESTA TARIFARIA DE CONSORCIO TRANSMANTARO REGULACIÓN TARIFA EN BARRA MAYO 2011- ABRIL 2012

1. OBJETIVO

El presente informe tiene como objetivo determinar las Tarifas del Sistema Principal de Transmisión de CTM correspondiente al Periodo Tarifario mayo 2011 - abril 2012, y detallar la metodología empleada para su cálculo y de los componentes que lo conforman.

2. CONTRATO BOOT SISTEMA DE TRANSMISIÓN MANTARO – SOCABAYA

Antecedentes

- Con fecha 27 de febrero de 1998, el Estado Peruano y Consorcio Transmantaro suscribieron el Contrato BOOT Sistema de Transmisión Mantaro - Socabaya, cuyo objeto es establecer los derechos y obligaciones de las Partes y estipular las normas y procedimientos que regirán entre éstas el diseño, suministro de bienes y servicios, construcción y explotación de la Línea de Transmisión, la prestación del servicio y la transferencia de todos los bienes al Estado al producirse la caducidad de la Concesión.
- Con fecha 01 de octubre del 2004, el Estado Peruano a través del Ministerio de Energía y Minas y la empresa Consorcio Transmantaro S.A. (en adelante las Partes), suscribieron la Adenda N° 4 para la Modificación de la retribución anual por costos de operación y mantenimiento el cual será el monto que fue determinado por el organismo regulador mediante Resolución N° 127-2004-OS/CD y Resolución N° 140-2004-IS/CD ambas de fecha 17 de junio de 2004 (las “Resoluciones”); es decir, la cantidad de US\$ 5,171,779 ajustado

anualmente por la variación en el “Finished Goods Less Food and Energy “ (Serie: ID: WPSSOP3500), índice de reajuste cuyo valor a la fecha de las resoluciones es igual a 151.50.

- Con fecha 20 de mayo de 2005, las partes, suscribieron la adenda N° 5 para dar cumplimiento a lo resuelto por el Experto en la decisión definitiva. El monto que el concedente (Estado) debe restituir a la Sociedad Concesionaria (CTM) conforme a lo dispuesto en la decisión definitiva, que asciende a US\$ 7,145,626, de acuerdo a lo resuelto por el Experto.
- Con fecha 12 de junio de 2009, las partes, suscribieron la adenda N° 8 el cual tiene como objetivo introducir en el contrato BOOT términos y condiciones que dispongan mecanismos, compromisos y obligaciones que hagan viable por parte de la Sociedad Concesionaria (CTM) la ejecución de la ampliación en el Sistema de Transmisión: “Reforzamiento de la Línea de Transmisión en 220 kV Mantaro – Socabaya”. El valor estimado de la inversión asciende a US\$ 93,009,425 y la retribución por los costos de operación y mantenimiento en US\$ 1,960,000, ambos actualizados por la variación en el Finished Goods Less Food and Energy (Serie ID: WPSSOP3500), para un periodo de 20 años, así como la tasa de actualización prevista para el artículo 79° de la LCE.

La presente propuesta considera las tarifas de transmisión por el SPT de CTM para el período mayo’11 – abril’12, considerando los ingresos que corresponden según Contrato y sus adendas:

2.1 Actualización del VNR y COyM

Cuadro N° 1
Valor Nuevo de Reemplazo

VNR		
Inicial US \$	Actualizado US \$	Var.
C. BOOT	Abr-12	%
\$179,179,000.00	\$210,408,718.03	14.84%
PPI Inicial	PPI Final ⁽¹⁾	
Sep-00	Mar-11	
148.6	174.5	Preliminar de diciembre 2010

Cuadro N° 2
Costo de Operación y Mantenimiento

COyM		
Inicial US \$	Actualizado US \$	Var.
Addendum 4	Abr-12	%
\$5,171,779.00	\$5,956,933.57	13.18%
PPI Inicial	PPI Final ⁽¹⁾	
Ref Addendum 4	Mar-11	
151.5	174.5	

Cuadro N° 3

Monto a Restituir

Del Monto a Rest Experto		
Inicial US \$	Actualizado US \$	Var.
Addendum 5	Abr-12	%
\$7,145,626.00	\$8,018,725.00	10.89%
PPI Inicial	PPI Final ⁽¹⁾	
Ref Addendum 5	Mar-11	
155.5	174.5	

⁽¹⁾ Valor preliminar, el definitivo se actualizará en el 2011 con el índice definitivo de Marzo 2011

Cuadro N° 4

Ampliación CTM

VNR AMPLIACIÓN	
Inicial US \$	Actualizado US \$
Addendum 8	Abr-12
\$93,009,425.00	\$93,009,425.00

Cuadro N° 5

Ampliación CTM

COYM AMPLIACIÓN	
Inicial US \$	Actualizado US \$
Addendum 8	Abr-12
\$1,960,000.00	\$1,960,000.00

Fecha de Operación Comercial : 31.07.2011

Preliminarmente se está determinando el VNR, Monto a Restituir (Adenda 5 del Contrato de Concesión de CTM) y COyM con el último índice preliminar WPSSOP3500 el cual es de 174.5, que corresponde al preliminar de diciembre 2010.

Bureau of Labor Statistics Data - Microsoft Internet Explorer

Archivo Edición Ver Favoritos Herramientas Ayuda

Atrás Venculos Hotmail gratuito Personalizar vinculos Windows Windows Media

Dirección http://data.bls.gov/PDQ/servlet/SurveyOutputServlet?series_id=WPS5OP3500

McAfee

Databases, Tables & Calculators by Subject

Change Output Options: From: 2000 To: 2010 GO

include graphs [More Formatting Options](#)

Data extracted on: January 13, 2011 (11:18:47 AM)

Producer Price Index-Commodities

Series Id: WPS5OP3500
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
2000	146.8	147.3	147.4	147.4	147.8	147.8	148.1	148.2	148.6	148.5	148.7	148.9	
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	158.3	158.5	158.9	159.0	158.1	158.7	159.2	159.4	159.9	160.0	
2007	160.2	160.9	160.9	161.1	161.5	161.8	162.2	162.3	162.4	162.6	163.2	163.3	
2008	164.1	164.9	165.1	165.9	166.4	166.6	167.6	168.4	169.1	170.1	170.2	170.6	
2009	171.0	171.2	171.5	171.6	171.5	172.0	171.8	172.3	172.1	171.3	172.0(R)	172.1	
2010	172.7	172.8	173.0	173.2	173.7	173.8	174.3	174.6	174.7(P)	173.7(P)	174.2(P)	174.5(P)	

R : Revised
P : Preliminary. All indexes are subject to revision four months after original publication.

2.2 Liquidación Anual Marzo 2010-Febrero 2011

PERIODO DE FACTURACION	Fecha de Tipo de Cambio Monetario	Tipo de Cambio	Facturación Mensual				Valor Actualizado al 28 de febrero 2010	
			Peaje Facturado S/.	Ingreso Tarifario Facturado S/.	Total Facturado S/.	Total Facturado US \$		
1	2010-03	14/04/2010	2 835	7 426 520 62	115 798 00	7 542 318 62	2 660 429 85	2 951 673 61
2	2010-04	14/05/2010	2 841	7 426 520 61	115 798 01	7 542 318 62	2 654 811 20	2 917 763 91
3	2010-05	14/06/2010	2 843	7 257 933 65	53 190 37	7 311 124 02	2 571 622 94	2 799 760 02
4	2010-06	14/07/2010	2 815	7 266 885 25	53 190 38	7 320 075 63	2 600 382 11	2 804 459 57
5	2010-07	13/08/2010	2 806	7 262 409 42	53 190 38	7 315 599 80	2 607 127 51	2 785 305 17
6	2010-08	14/09/2010	2 788	7 221 084 00	52 887 69	7 273 971 69	2 609 028 58	2 761 136 32
7	2010-09	14/10/2010	2 789	7 216 656 25	52 855 28	7 269 511 53	2 606 493 92	2 732 525 51
8	2010-10	12/11/2010	2 802	7 216 656 28	52 855 29	7 269 511 57	2 594 400 99	2 694 282 37
9	2010-11	14/12/2010	2 821	7 216 656 28	52 855 27	7 269 511 55	2 576 927 17	2 650 981 22
10	2010-12	14/12/2010	2 821	7 216 656 27	52 855 28	7 269 511 55	2 576 927 17	2 626 063 05
11	2011-01	14/12/2010	2 821	7 216 656 27	52 855 28	7 269 511 55	2 576 927 17	2 601 379 10
12	2011-02	14/12/2010	2 821	7 216 656 27	52 855 28	7 269 511 55	2 576 927 17	2 576 927 17
TOTAL				87,161,291.17	761,186.51	87,922,477.68	31,212,005.78	32,902,247.02

2.3 Costo Total de Transmisión

Fijación para período 2011-2012

VNR ajustado (USD)	210.408.718
MAR ajustado (USD)	8.018.725
VNR Ampliación (USD)	93.009.425
aVNR (USD)	26.120.908
aMAR (USD)	1.015.586
COyM ajustado (USD)	5.956.934
aVNR Ampliación (USD) (Período 31.07.11 - 30.04.12)	9.347.520
COyM Ampliación (USD) (Período 31.07.11 - 30.04.12)	1.471.342
Liquidación Período 2010-2011 (USD)	-958.495
Costo Total de Transmisión (USD)	42.953.795

El Costo Total de Transmisión es US\$ 42'953,795 para el periodo mayo 2011-abril 2012.

2.4 Fórmula de Actualización

$$\text{PCSPT 1} = \text{PCSPT 0} * \text{FAPCSPT}$$

$$\text{FAPCSPT} = \text{FTC} = \text{TC} / \text{TC}_0$$

- PCSPT 1: Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, actualizado, en S/./kWmes.
- PCSPT 0: Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, publicado en la presente Resolución, en S/./kW-mes.
- FAPCSPT: Factor de Actualización del Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión.
- FTC: Factor por variación del Tipo de Cambio.
- TC: Tipo de Cambio. Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de América, determinado la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, correspondiente a la "COTIZACIÓN DE OFERTA Y DEMANDA – TIPO DE CAMBIO PROMEDIO PONDERADO" o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- TCo: Tipo de Cambio inicial. Preliminarmente se está considerando el del último día hábil de diciembre, igual S/. 2,809 por USA Dólar.

3. CONTRATO DE CONCESIÓN DE SGT DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN CHILCA - LA PLANICIE – ZAPALLAL

Antecedentes

- Con fecha 08 de septiembre de 2008, el Estado Peruano y Consorcio Transmantaro suscribieron el Contrato de Concesión de SGT de la Línea de Transmisión Chilca – La Planicie –Zapallal, cuyo objeto que la Sociedad Concesionaria se obliga a diseñar, financiar, suministrar los bienes y servicios requeridos, construir operar y mantener la Línea Eléctrica, así como prestar el servicio, todo de conformidad con el contrato y las leyes aplicables.

- La implementación del proyecto se efectuará en dos etapas:
 - a. Etapa 1: Puesta en operación Comercial de la línea en 220 kV Chilca – La Planicie – Zapallal, con los equipos de las subestaciones de Chilca, La Planicie y Zapallal 220 kV y los enlaces con las subestaciones existentes, en un plazo no mayor de 20 meses a partir de la fecha de cierre
 - b. Etapa 2: Puesta en operación comercial de la línea en 500 kV Chilca – Zapallal, y el equipamiento restante que forman parte del proyecto, en un plazo no mayor de 30 meses, contado a partir de la fecha de cierre

Según lo establecido en la cláusula 8 del Contrato de Concesión, el Costo de Inversión de ambas etapas asciende a la cantidad de US\$ 52'233,900 y el Costo de OyM de ambas etapas, asciende a la cantidad de US\$ 3'510,327.

Del Anexo 6 (Formulario 4A y 4B) el desagregado resultante por etapas es el siguiente:

**COSTO DE INVERSIÓN
L.T. CHILCA- LA PLANICIE - ZAPALLAL**

ETAPA 1 (220 kV)	ETAPA 2 (500 kV)	TOTAL
16,714,849	35,519,051	52,233,900

**COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
L.T. CHILCA- LA PLANICIE - ZAPALLAL**

ETAPA 1 (220 kV)	ETAPA 2 (500 kV)	TOTAL
1,333,924	2,176,403	3,510,327

3.1 Actualización del Costo de Inversión y COyM

1era Etapa

Fecha de entrada en operación de la 1era Etapa se prevé para el 07 de marzo 2011

Cuadro N° 1
Costo de Inversión (1era Etapa)

COSTO DE INVERSIÓN SGT
\$16,714,849

Cuadro N° 2
COyM (1era Etapa)

COyM
\$1,333,924

2da Etapa

Fecha de entrada en operación de la 2da Etapa se prevé para el 07 de marzo 2011

Cuadro N° 1
Costo de Inversión (2da Etapa)

COSTO DE INVERSIÓN SGT
\$35,519,051.00

Cuadro N° 2
COyM (2da Etapa)

COyM
\$2,176,403.00

3.2 Base Tarifaria

1era Etapa

Fijación para periodo 2011-2012

C. INVERSIÓN (USD)	16,714,849
aINVERSIÓN (USD)	2,075,042
COyM (USD)	1,333,924
Base Tarifaria (USD)	3,408,966

2da Etapa

Fijación para periodo 2011-2012

C. INVERSIÓN (USD)	35,519,051
aINVERSIÓN (USD)	4,409,465
COyM (USD)	2,176,403
Base Tarifaria (USD)	6,585,868

Costo Total de Transmisión periodo mayo 2011 – abril 2012

	BASE TARIFARIA (USD)
1ra Etapa	3,408,966
2da Etapa	6,585,868
Total	9,994,834

3.3 Fórmula de Actualización

$$\text{PCSPT 1} = \text{PCSPT 0} * \text{FAPCSPT}$$

$$\text{FAPCSPT} = \text{FTC} = \text{TC} / \text{TC}_0$$

- PCSPT 1: Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, actualizado, en S./kWmes.

- PCSPT 0: Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, publicado en la presente Resolución, en S/./kW-mes.
- FAPCSPT: Factor de Actualización del Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión.
- FTC: Factor por variación del Tipo de Cambio.
- TC: Tipo de Cambio. Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de América, determinado la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, correspondiente a la "COTIZACIÓN DE OFERTA Y DEMANDA – TIPO DE CAMBIO PROMEDIO PONDERADO" o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- TCo: Tipo de Cambio inicial. Preliminarmente se está considerando el del último día hábil de diciembre, igual S/. 2,809 por USA Dólar

4 PLAN DE OBRAS

- (1) **Sistema Garantizado de Transmisión** : Proyecto Línea de Transmisión Chilca Nueva-La Planicie-Zapallal Nueva, la cual consta de dos etapas que serán ejecutadas en forma paralela:

- **Etapas 1: L.T. Chilca Nueva-La Planicie-Zapallal Nueva 2x220 kV** (Preparada para migrar a 500 kV). Fecha prevista de inicio de operaciones marzo 2011.

Características Técnicas Preliminares, de acuerdo a los estudios del MEM como parte del concurso de licitación:

Líneas de Transmisión:

a) L.T. Chilca Nueva-La Planicie:

- Longitud (km): 48 aproximadamente
- Nivel de Tensión: 220 kV
- Numero de circuitos: 2
- Capacidad (MVA): 700 MVA (350 MVA por circuito)

b) L.T. La Planicie-Zapallal Nueva:

- Longitud (km): 46 aproximadamente
- Nivel de Tensión: 220 kV
- Numero de circuitos: 2
- Capacidad (MVA): 700 MVA (350 MVA por circuito)

Las líneas serán construidas de manera de poder convertirlas a un simple circuito de 500 kV.

c) Enlaces:

- Chilca Nueva-Chilca REP: aproximadamente 500 m, 220 kV, capacidad 700 MVA (350 por circuito en caso sea doble terna).
- Zapallal Nueva-Zapallal REP: aproximadamente 1500 m, 220 kV, capacidad 1500 MVA.

Subestaciones:

a) S.E. Chilca Nueva 220/500 kV (Etapa 1: 220 kV)

- Sistema Doble Barra 220 kV
- Dos celdas para la L.T. Chilca Nueva-La Planicie 220 kV
- Dos celdas para el enlace Chilca Nueva-Chilca REP 220 kV
- Celda de acoplamiento 220 kV
- Una celda del Transformador 220 kV

b) S.E. Zapallal Nueva 220/500 kV (Etapa 1: 220 kV)

- Sistema Doble Barra 220 kV
- Dos celdas para la L.T. La Planicie-Zapallal Nueva 220 kV
- Dos celdas para el enlace Zapallal Nueva-Zapallal REP 220 kV
- Celda de acoplamiento 220 kV

- Dos celdas de Transformador 220 kV para los dos bancos de transformadores.

c) S.E. La Planicie 220 kV

- Sistema Doble Barra 220 kV
- Dos celdas para la L.T. Chilca Nueva-La Planicie 220 kV
- Dos celdas para el enlace La Planicie-Zapallal Nueva 220 kV
- Celda de acoplamiento 220 kV

d) Ampliación S.E. Chilca REP 220 kV

- Sistema Doble Barra 220 kV
- Dos celdas para el enlace Chilca REP-Chilca Nueva

e) Ampliación S.E. Zapallal 220 kV

- Sistema de Barra tipo Interruptor y Medio
- Celdas para el enlace Zapallal REP-Zapallal Nueva

- **Etapla 2: L.T. Chilca Nueva-Zapallal Nueva 500 kV.** Fecha prevista de inicio de operaciones marzo 2011 (30 meses de ejecución).

Características Técnicas Preliminares, de acuerdo a los estudios del MEM como parte del concurso de licitación:

Líneas de Transmisión:

a) L.T. Chilca Nueva-Zapallal Nueva:

- Longitud (km): 94 aproximadamente
- Nivel de Tensión: 500 kV
- Numero de circuitos: 1
- Capacidad (MVA): 1400 MVA

Subestaciones:

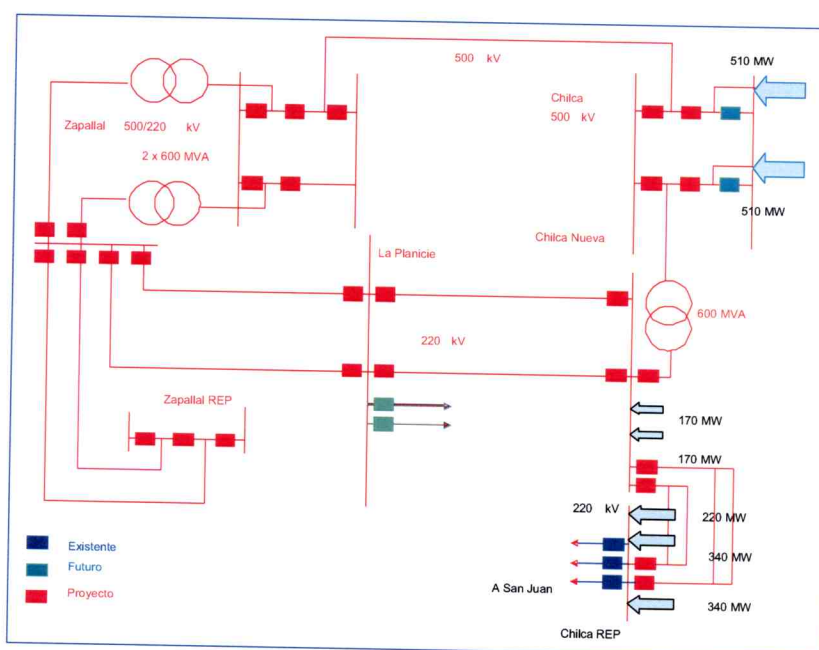
a) S.E. Chilca Nueva 220/500 kV (Etapa 2: 500 kV)

- Sistema de Barra tipo Interruptor y Medio 500 kV
- Una celda de transformador 500 kV
- Una celda de línea 500 kV para la L.T. Chilca Nueva-Zapallal Nueva
- Banco de Transformadores monobásicos 550/220/33 kV, 200/200/60 MVA ONAF.

b) S.E. Zapallal Nueva 220/500 kV (Etapa 2: 500 kV)

- Sistema de Barra tipo Interruptor y Medio 500 kV
- Dos celdas de transformador 500 kV
- Una celda de línea 500 kV para la L.T. Chilca Nueva-Zapallal Nueva
- Dos Bancos de Transformadores monobásicos 550/220/33 kV, 200/200/60 MVA ONAF.

CONFIGURACIÓN GENERAL



- (2) **Sistema Garantizado de Transmisión :** Proyecto Línea de Transmisión Zapallal – Trujillo 500 kV. Fecha prevista de inicio de operaciones agosto 2012 (30 meses de ejecución).

Características Técnicas Preliminares, de acuerdo a los estudios del MEM como parte del concurso de licitación:

Líneas de Transmisión:

a) L.T. Zapalla Nueva (Carabayllo)-Chimbote Nueva:

- Longitud (km): 303 aproximadamente
- Nivel de Tensión: 500 kV
- Numero de circuitos: 1
- Capacidad (MVA): 600 MVA

b) L.T. Chimbote Nueva –Trujillo Nueva:

- Longitud (km): 137 aproximadamente
- Nivel de Tensión: 500 kV
- Numero de circuitos: 1
- Capacidad (MVA): 600 MVA

c) Enlaces:

- Chimbote Nueva 500/220 kV - Chimbote 1 existente: aproximadamente 11 km, 220 kV, capacidad 600 MVA.
- Trujillo Nueva 500/220 kV – Trujillo Norte existente: aproximadamente 2 km, 220 kV, capacidad 600 MVA.

Subestaciones:

a) S.E. Chimbote Nueva 220/500 kV

Lado 500 kV

- Sistema de Barra tipo Interruptor y Medio 500 kV
- Una Bahía, con dos salidas de línea
- Una bahía, para alimentación de transformadores y del reactor de barra
- Banco de Transformadores monobásicos 600 MVA (3x200 MVA ONAF I), 550/220 kV, más un transformador monofásico 500/200 kV de 200 MVA

- Un Reactor de barra 100 MVAR, 500 kV
- Una Celda de conexión del reactor de línea
- Un Reactor de Línea de 200 MVAR, 500 kV

Lado 220 kV

- Sistema de barra 220 kV, configuración doble barra.
- Una celda de transformador
- Celda o celdas de salida para la línea a la S.E. Chimbote 1 existente.
- Una Celda de acoplamiento de barras

b) S.E. Trujillo Nueva 220/500 kV

Lado 500 kV

- Un Sistema de barras en 500 kV, configuración interruptor y medio
- Una bahía completa
- Una Celda de salida de línea a Chimbote Nueva
- Un Banco de Transformadores monobásicos de 600 MVA (3x200 MVA), 550/220 kV, más un transformador monofásico 500/200 kV de 200 MVA
- Una Celda de reactor de línea
- Un reactor de línea 100 MVAR, 500 kV

Lado 220 kV

- Sistema de barras 220 kV, configuración doble barra
- Una Celda de Transformación
- Celda o Celdas de salida para la línea a la S.E Trujillo Norte existente.
- Una Celda de acoplamiento de barras

d) Ampliación S.E. Zapallal Nueva (Carabayllo) 500 kV

- Ampliación de pórtico y barras en 500 kV, configuración interruptor y medio

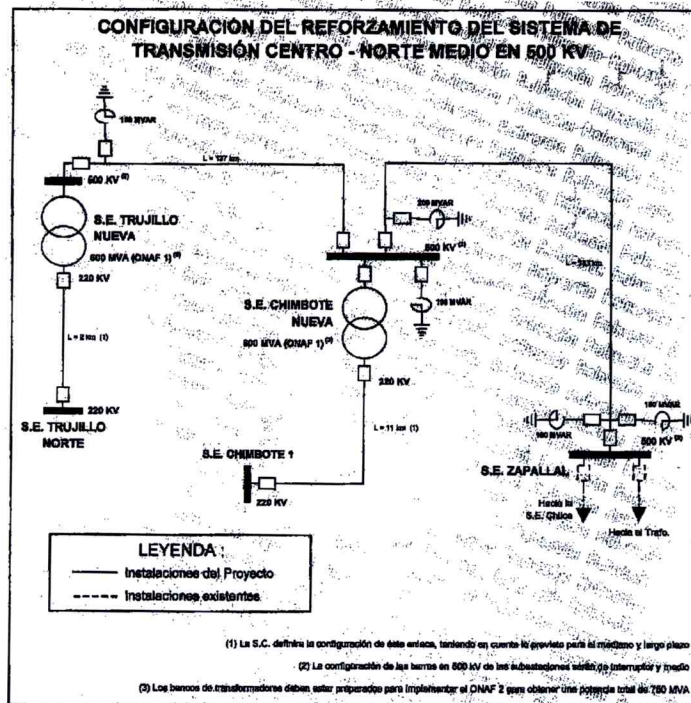
- Una Celda de Salida de Línea 500 kV
- Dos Celdas para reactor de línea de 500 kV
- Dos Reactores de línea de 100 MVAR, 500 kV, cada uno

e) Ampliación S.E. Chimbote 1 220 kV

- Reforzamiento del sistema de barras
- Una celda de línea (celda de llegada 220 kV S.E. Chimbote Nueva)

e) Ampliación S.E. Trujillo Norte 220 kV

- Reforzamiento del sistema de barras
- Una celda de línea (celda de llegada 220 kV S.E. Trujillo Nueva)



- (3) **Sistema Garantizado de Transmisión :** Proyecto Línea de Transmisión Talara - Piura 220 kV. Fecha prevista de inicio de operaciones agosto 2012 (24 meses de ejecución).

Características Técnicas Preliminares, de acuerdo a los estudios del MEM como parte del concurso de licitación:

Líneas de Transmisión:

a) L.T. Talara - Piura:

- Longitud (km): 102.10 aproximadamente
- Nivel de Tensión: 220 kV
- Numero de circuitos: 1
- Capacidad (MVA): 180 MVA

Subestaciones:

b) S.E. Talara 220 kV

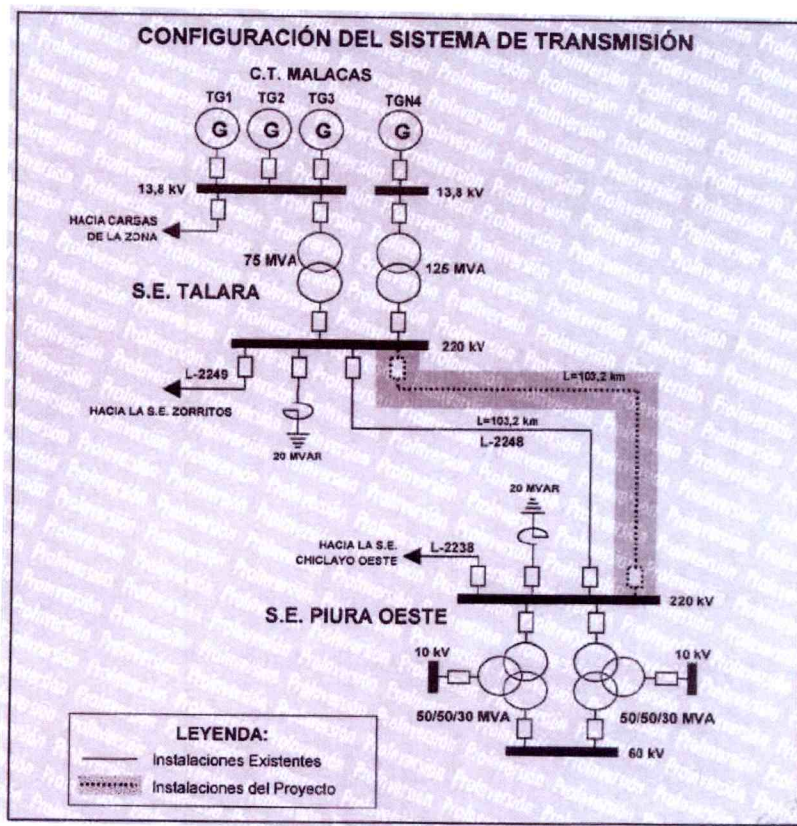
Lado 220 kV

- Ampliación de pórticos y barras 220 kV, configuración doble barra.
- Una Celda de línea 220 kV

c) S.E. Piura 220 kV

Lado 220 kV

- Ampliación de pórticos y barras 220 kV, configuración doble barra.
- Una Celda de línea 220 kV



- (4) **Sistema Garantizado de Transmisión** : Proyecto Línea de Transmisión Pomacocha - Carhuamayo 220 kV. Fecha prevista de inicio de operaciones septiembre 2012 (24 meses de ejecución).

Características Técnicas Preliminares, de acuerdo a los estudios del MEM como parte del concurso de licitación:

Líneas de Transmisión:

a) L.T. Talara - Piura:

- Longitud (km): 110 aproximadamente
- Nivel de Tensión: 220 kV
- Numero de circuitos: 1
- Capacidad (MVA): 180 MVA

Subestaciones:

d) S.E. Pomacocha 220 kV

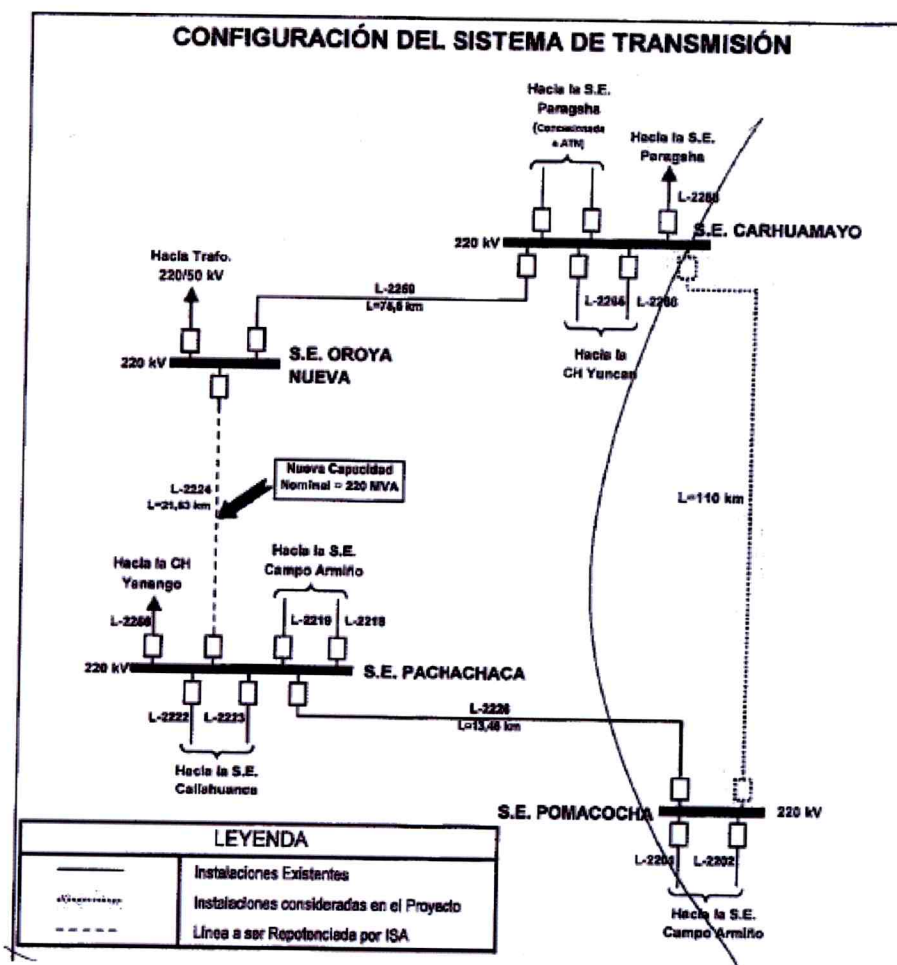
Lado 220 kV

- Una Celda de salida 220 Kv, de tipo convencional al exterior, configuración doble barra. Esta nueva celda deberá integrarse a la configuración final elegida para la ampliación de la subestación Pomacocha.
- Ampliación de pórtico para la salida de la línea que irá hacia la subestación carhuamayo.

e) S.E. Carhuamayo 220 kV

Lado 220 kV

- Ampliación de barras en 220 Kv, en configuración similar a la existente de Barra Principal más barra Auxiliar de transferencia.
- Una Celda de salida de línea 220 kV.
- Ampliación del pórtico de salida para la línea proveniente de la subestación Pomacocha.



- (5) **Sistema Complementario de Transmisión:** Proyecto Línea de Transmisión Independencia – Ica, fecha prevista de disponibilidad de la instalación abril 2011 (18 meses de ejecución).

Líneas de Transmisión:

a) L.T. Independencia - Ica:

- Longitud (km): 54 aproximadamente
- Nivel de Tensión: 220 kV
- Numero de circuitos: 1
- Capacidad (MVA): 358 MVA

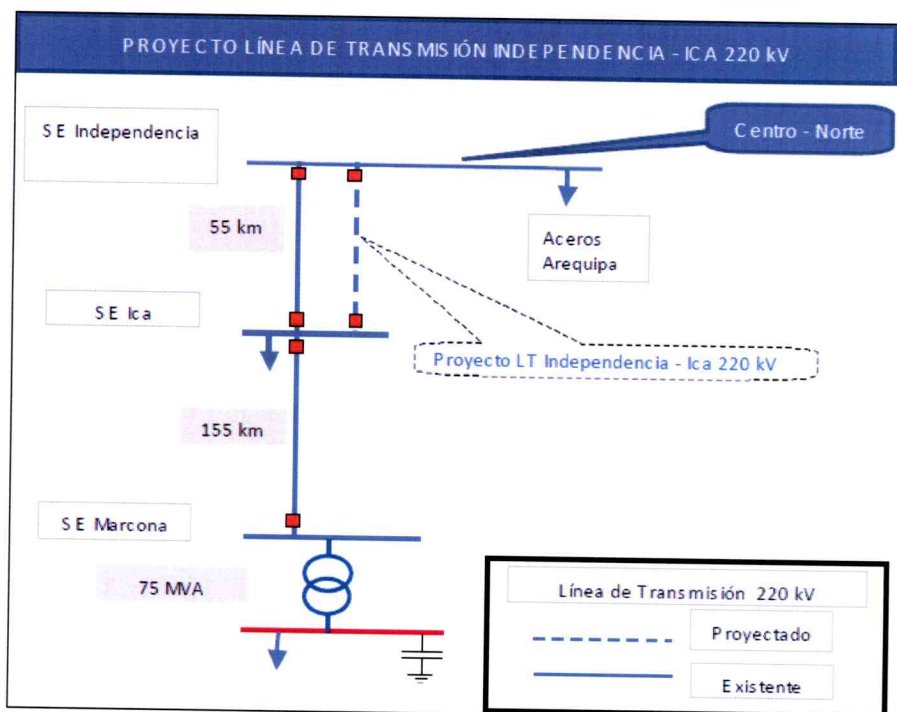
Subestaciones:

a) S.E. Independencia

- 01 celda 220 kV para la L.T. Independencia - Ica

b) S.E. Ica

- 01 celda 220 kV para la L.T. Independencia - Ica



- (6) **Sistema Complementario de Transmisión:** Proyecto Celda Las Flores Duke Energy Egenor, fecha prevista de disponibilidad de la instalación marzo 2011.

Subestaciones:

a) S.E. Chilca-CTM

- 01 Celda de Línea 220 kV

- (7) **Sistema Complementario de Transmisión:** Proyecto Línea de Transmisión 500 kV, fecha prevista de disponibilidad de la instalación Julio 2012.

Líneas de Transmisión:

a) L.T. Chilca Nueva - Fenix:

- Longitud (km): 7.5 aproximadamente
- Nivel de Tensión: 550 kV
- Numero de circuitos: 1
- Capacidad (MW): 520

Subestaciones:

b) S.E. Chilca-CTM

- 01 Celda de Línea 500 kV
- Ampliación de barra

- (8) **Sistema Principal de Transmisión:** Proyecto Reforzamiento de Línea de Transmisión Existente Mantaro – Cotaruse -Socabaya, fecha prevista de disponibilidad de la instalación Julio 2011.

El Proyecto tiene por objeto ampliar la capacidad de transmisión efectiva de la Línea de Transmisión Mantaro – Cotaruse – Socabaya 220 kV, de 330 MVA a 505 MVA por circuito, medido en la barra de inyección

Línea de Transmisión:

a) L.T. Mantaro – Cotaruse-Socabaya

El reforzamiento de la línea consiste en:

- Instalación de 743 pararrayos en la línea.
- Incremento de 02 aisladores por fase en 281 torres.
- Desquinche o remoción de terreno en 36 vanos.
- Mejora de la puesta a tierra en 291 estructuras.
- Variante del Colca, de 16 Km de la línea, se usará el mismo tipo de conductor, aislador y conductor.
- Capacidad (MVA): De 330 MVA a 505 MVA x Circuito

Subestaciones:

a) S.E. Cotaruse

Ampliación Subestación Cotaruse: Cambio de los cuatro bancos de Compensación Serie (FSC) de las LLTT Mantaro-Cotaruse-Socabaya e Instalación de dos reactores de 50 Mvar cada uno.

b) S.E. Socabaya

Ampliación de la subestación Socabaya 220 kV: Instalación de un Static Var Compensator (SVC) de -300/100 MVAR, 100% variable y celda de 220 kV con los equipos de conexión al barraje de la subestación.

- (9) **Sistema Garantizado de Transmisión** : Proyecto Línea de Transmisión Machupicchu – Abancay - Cotaruse 220 kV. Fecha prevista de inicio de operaciones enero 2013 (24 meses + 30 días calendario de ejecución).

Características Técnicas Preliminares, de acuerdo a los estudios del MEM como parte del concurso de licitación:

Líneas de Transmisión:

a) L.T. Machupicchu II - Suriray:

- Longitud (km): 6.0 aproximadamente
- Nivel de Tensión: 220 kV
- Numero de circuitos: 1
- Capacidad (MVA): 250 MVA

b) L.T. Suriray – Abancay Nueva - Cotaruse:

- Longitud (km): 198.0 aproximadamente
- Nivel de Tensión: 220 kV
- Numero de circuitos: 2
- Capacidad (MVA): 250 MVA

c) Enlace S.E. Abancay Nueva – S.E. Abancay existente:

- Longitud (km): 0.5 aproximadamente
- Nivel de Tensión: 138 kV
- Numero de circuitos: 1
- Capacidad (MVA): 120 MVA

Subestaciones:

d) S.E. Machupicchu II

- Banco de Transformadores monofásicos 138/220 kV, 225 MVA (ONAF2)
- Una celda de línea – transformación en 220 kV
- Um pórtico de salida en 220 kV

e) S.E. Suriray

- Un sistema de barra en 220 kV, doble barra
- Una celda de acoplamiento de barra en 220 kV
- Una celda de línea en 220 kV para llegada de la S.E. Machupicchu II.
- Una celda de línea en 220 kV para la salida de la S.E. Cotaruse 220 kV.
- Una celda de línea en 220 kV para la salida de la S.E. Abancay Nueva.
- Un reactor de línea hacia Cotaruse de 20 MVAR, 220 kV, con equipo de conexión.
- Una celda de reactor de línea en 220 kV.

f) S.E. Abancay Nueva

- Un sistema de barra en 220 kV, doble barra
- Una celda de acoplamiento de barra en 220 kV
- Una celda de línea en 220 kV para llegada de línea proveniente de la S.E. Suriray.

- Una celda de línea en 220 kV para la salida de la S.E. Cotaruse.
- Una celda de transformación en 220 kV.
- Un banco de transformadores monofásicos 220/138 kV, 120 MVA (ONAF2)
- Una celda de transformación en 138 kV.
- Un reactor de barra de 20 MVAR, 220 kV, con equipo de conexión.
- Una celda de reactor de barra en 220 kV.

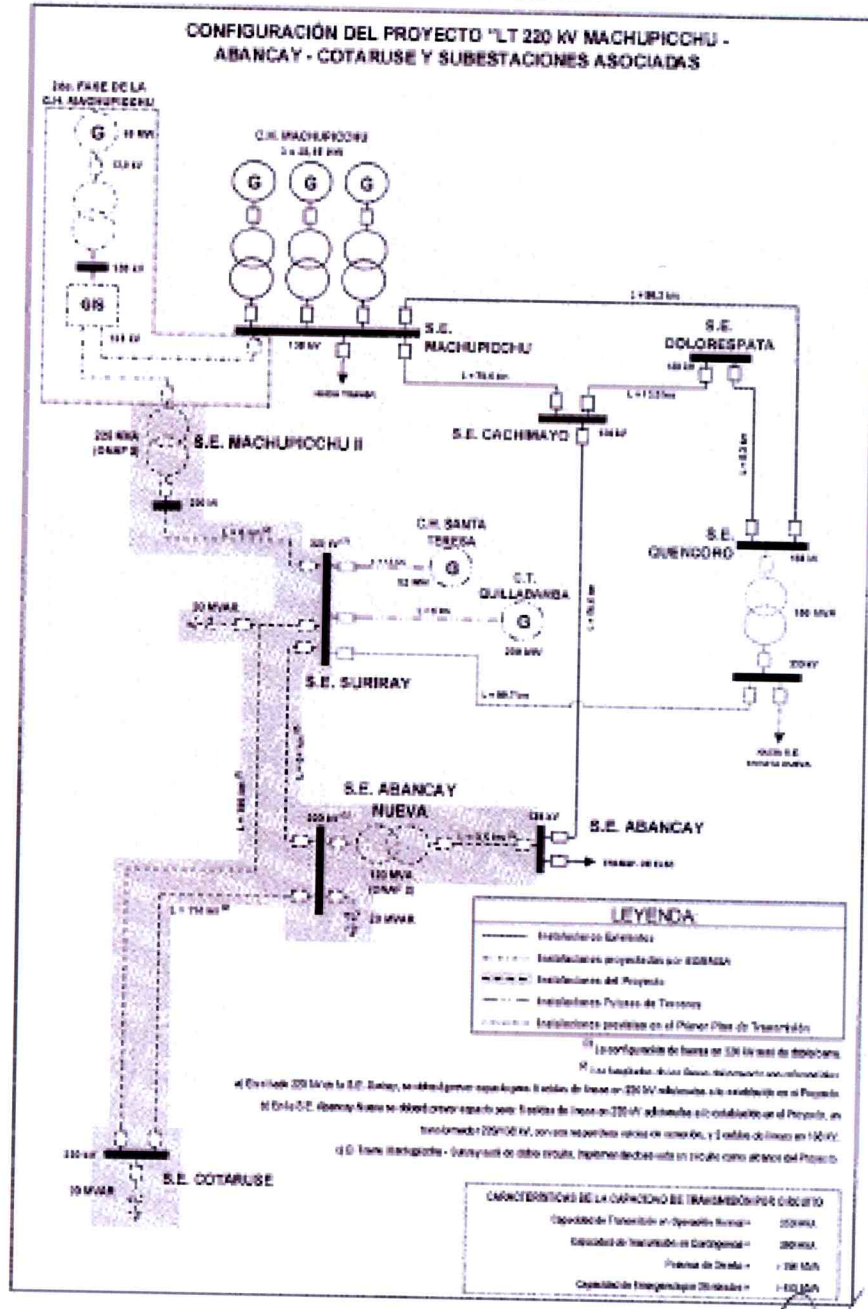
g) Ampliación S.E. Abancay existente

- Una celda de línea para la conexión del enlace em 138 kV proveniente de la S.E. Abancay Nueva.

h) S.E. Cotaruse

- Ampliación de barra existente.
- Dos celdas para la conexión entre el nuevo sistema de barras y el sistema de barra existente..
- Bahía con tres celdas para em 220 kV, para las salidas de línea hacia la S.E. Suriray y S.E. Abancay Nueva.
- Bahía con dos celdas para conexión de reactor de barra.
- Un reactor de barra de 20 MVAR, 220 kV, con equipo de conexión.

Diagrama Unifilar N° 1



ANEXO E

**PROPUESTA TARIFARIA DE ISA PERÚ, REGULACIÓN
TARIFA EN BARRA**

MAYO 2011 – ABRIL 2012.



ISA PERÚ

**PROPUESTA TARIFARIA DE ISA PERÚ
REGULACIÓN TARIFA EN BARRA MAYO 2011- ABRIL 2012**

Enero 2011

INFORME

PROPUESTA TARIFARIA DE ISA PERÚ REGULACIÓN TARIFA EN BARRA MAYO 2011- ABRIL 2012

1. Actualización del VNR y COyM

De acuerdo con lo establecido en la cláusula 5.2.5¹ del Contrato BOOT de ISA con el Gobierno del Perú, en la fijación de mayo de 2010 correspondía actualizar el VNR de las instalaciones de ISA que integran el SPT del SEIN.

En este sentido, el VNR de las instalaciones de ISA para el presente proceso tarifario asciende a US\$ 66 088 409. Asimismo, el COyM asciende a US\$ 1 982 652.

VNR y COyM ISA Perú

Descripción	VNR	COYM
Inicial (US\$)	57.263.887	1.717.917
PPI Inicial (Ago-02)	149.90	
PPI Final (Marzo-10)	173.00	
Actualizado (US\$)	66.088.409	1.982.652

(1) Índice definitivo marzo 2010

Change Output Options: From: 2000 To: 2010 include graphs [More Formatting Options](#)

Data extracted on: January 13, 2011 (11:18:47 AM)

Producer Price Index-Commodities

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
2000	146.8	147.3	147.4	147.4	147.8	147.8	148.1	148.2	148.6	148.5	148.7	148.9	
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	158.3	158.5	158.9	159.0	158.1	158.7	159.2	158.4	159.9	160.0	
2007	160.2	160.9	160.9	161.1	161.5	161.8	162.2	162.3	162.4	162.6	163.2	163.3	
2008	164.1	164.9	165.1	165.9	166.4	166.6	167.6	168.4	169.1	170.1	170.2	170.6	
2009	171.0	171.2	171.5	171.6	171.5	172.0	171.8	172.3	172.1	171.3	172.0(R)	172.1	
2010	172.7	172.8	173.0	173.2	173.7	173.8	174.3	174.6	174.7(P)	173.7(P)	174.2(P)	174.5(P)	

R : Revised
P : Preliminary. All indexes are subject to revision four months after original publication.

2. Liquidación Anual Marzo 2010-Febrero 2011

¹ 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.

MES	Tipo de Cambio S./US\$	Compensación Mensual del COES SINAC				Costo Total Mensual US\$	
		Peaje por Conexión S/.	Ingreso Tarifario S/.	Total Ingreso S/.	Total Ingreso US\$		
1	2010-03	2.835	2,143,870.06	17,008.59	2,160,878.65	762,214.69	845,656.20
2	2010-04	2.841	2,143,870.09	17,008.61	2,160,878.70	760,604.96	835,938.20
3	2010-05	2.843	2,203,478.33	18,018.04	2,221,496.37	781,391.62	850,711.42
4	2010-06	2.815	2,203,478.34	18,018.06	2,221,496.40	789,163.91	851,097.33
5	2010-07	2.806	2,203,478.33	18,018.04	2,221,496.37	791,695.07	845,801.51
6	2010-08	2.788	2,190,939.82	17,915.49	2,208,855.31	792,272.35	838,462.24
7	2010-09	2.789	2,189,596.40	17,904.50	2,207,500.90	791,502.65	829,774.12
8	2010-10	2.802	2,189,596.59	17,904.51	2,207,501.10	787,830.51	818,161.06
9	2010-11	2.821	2,189,596.38	17,904.52	2,207,500.90	782,524.25	805,011.92
10	2010-12	2.821	2,189,596.42	17,904.53	2,207,500.95	782,524.26	797,445.14
11	2011-01	2.821	2,189,596.42	17,904.53	2,207,500.95	782,524.26	789,949.48
12	2011-02	2.821	2,189,596.42	17,904.53	2,207,500.95	782,524.26	782,524.26
TOTAL							9,890,532.88

3. Costo Total de Transmisión

Nº	Concepto	Monto (USD)
1	Valor Nuevo de Reemplazo	66,088,409
2	Costo Operación y Mantenimiento	1,982,652
3	Liquidación Marzo 2010 - Febrero 2011	-74,494
4	Anualidad del VNR (USD)	8,204,457
5	Costo Operación y Mantenimiento (COYM)	1,982,652
6	Liquidación Marzo 2010 - Febrero 2011	-74,494
7	Costo Total de Transmisión 2011-2012 (USD)	10,112,615

El Costo Total de Transmisión es US\$ 10'112,615 para el periodo mayo 2011-abril 2012.

4. Fórmula de Actualización

$$\text{PCSPT 1} = \text{PCSPT 0} * \text{FAPCSPT}$$

$$\text{FAPCSPT} = \text{FTC} = \text{TC} / \text{TC}_0$$

- PCSPT 1: Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, actualizado, en S./kWmes.
- PCSPT 0: Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, publicado en la presente Resolución, en S./kW-mes.

- FAPCSPT: Factor de Actualización del Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión.
- FTC: Factor por variación del Tipo de Cambio.
- TC: Tipo de Cambio. Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de América, determinado la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, correspondiente a la “COTIZACIÓN DE OFERTA Y DEMANDA – TIPO DE CAMBIO PROMEDIO PONDERADO” o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- TCo: Tipo de Cambio inicial. Preliminarmente se está considerando el del último día hábil de diciembre 2010, igual S/.2,809 por US Dólar.

5. Plan de Obras

No se tiene previsto la realización de proyectos.

ANEXO F

**PROPUESTA TARIFARIA DEL SISTEMA PRINCIPAL DE
TRANSMISIÓN DE SAN GABÁN**

PERÍODO MAYO 2011 – ABRIL 2012.



**Estudio Técnico Económico para la
Fijación de Tarifas en Barra,
período mayo 2011 abril 2012**

**Sistema Principal de Transmisión
SAN GABÁN**

Diciembre, 2010



ÍNDICE

1.	OBJETO	3
2.	BASE CONCEPTUAL	3
3.	SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN DE SAN GABÁN	4
4.	COSTO TOTAL DE TRANSMISIÓN Y PEAJES ANUALES	4
1.1.	OBJETO DEL ESTUDIO	5
1.2.	BASE CONCEPTUAL	5
2.1.	FUNCIÓN	7
2.2.	DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES	8
2.3.	CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	9
2.4.	CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES	10
2.4.1.	S.E. SAN GABAN II	10
2.4.2.	S.E. AZÁNGARO	12
4.1.	COMPOSICIÓN DEL COSTO	15
4.2.	PREMISAS CONSIDERADAS PARA EL ESTUDIO	16
4.3.	ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE MANTENIMIENTO BASADOS EN ACTIVIDADES	17
4.4.	COMPONENTES DEL COYM	18
4.4.1.	COSTO DE OPERACIÓN	18
4.4.2.	COSTO DE MANTENIMIENTO	18
4.4.3.	COSTO DE GESTIÓN	18
4.4.4.	COSTO DE SEGURIDAD	19
4.4.5.	COSTO DE SEGUROS	19
4.5.	COSTOS DE OPERACIÓN	20
4.5.1.	CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS	20
4.5.2.	COSTOS DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES	23
4.5.3.	COSTOS DE OPERACIÓN DEL CENTRO DE CONTROL (SALA DE CONTROL)	26
4.6.	COSTOS DIRECTOS DE MANTENIMIENTO	27
4.6.1.	COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	28
4.6.2.	COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES	31
4.6.3.	COSTO DE MANTENIMIENTO DEL CENTRO DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES	35
4.6.4.	RESULTADOS DEL COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO	38
4.7.	COSTOS DE GESTION PERSONALES	38
4.7.1.	ORGANIZACIÓN ESTÁNDAR	39
4.8.	COSTOS DE GESTION NO PERSONALES E INDIRECTOS DE TRANSMISION	51
4.8.1.	METODOLOGÍA	51
4.8.2.	DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE GESTION NO PERSONALES E INDIRECTOS DE TRANSMISION	52
4.9.	RESULTADOS	58



RELACIÓN DE CUADROS

CUADRO N° 2.3-1.: CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	9
CUADRO N° 2.3-2.: CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR.....	9
CUADRO N° 2.3-3.: CARACTERÍSTICAS DEL CABLE DE GUARDA.....	10
CUADRO N° 4.5-1.: PROCESOS Y ACTIVIDADES DE OPERACIÓN	23
CUADRO N° 4.5-2.: COSTO ANUAL DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES (US \$).....	24
CUADRO N° 4.5-3.: ASIGNACIÓN DE COSTOS DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES	25
CUADRO N° 4.5-4.: COSTO ANUAL SAN GABÁN DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES - (US \$)	25
CUADRO N° 4.5-5.: COSTO ANUAL DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES SPT SAN GABÁN - (US \$)	26
CUADRO N° 4.5-6.: COSTO ANUAL DE OPERACIÓN DEL CENTRO DE CONTROL - (US \$)	26
CUADRO N° 4.5-7.: COSTO ANUAL DE OPERACIÓN DE CENTRO DE CONTROL – SPT US \$.....	27
CUADRO N° 4.5-8.: COSTO ANUAL DE OPERACIÓN – SPT	27
CUADRO N° 4.6-1.: PROCESOS Y ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	29
CUADRO N° 4.6-2.: COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN - (US \$).....	31
CUADRO N° 4.6-3.: PROCESOS Y ACTIVIDADES PARA EL MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES	33
CUADRO N° 4.6-4.: COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES - (U.S. \$).....	34
CUADRO N° 4.6-5.: PROCESOS Y ACTIVIDADES PARA EL MANTENIMIENTO DE CENTRO DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES.....	36
CUADRO N° 4.6-6.: COSTO DE MANTENIMIENTO DE TELECOMUNICACIONES Y CENTRO DE CONTROL - (U. S. \$).....	38
CUADRO N° 4.6-7.: COSTOS DIRECTOS DE MANTENIMIENTO – SPT - (U.S. \$)	38
CUADRO N° 4.7-1.: ESTRUCTURA DE LA ORGANIZACIÓN ESTÁNDAR - ÁREA ADMINISTRATIVA COMPARTIDA.....	42
CUADRO N° 4.7-2.: ESTRUCTURA DE LA ORGANIZACIÓN ESTÁNDAR - ÁREA OPERATIVA EXCLUSIVA DE TRANSMISIÓN.....	43
CUADRO N° 4.7-3.: COSTO DE PERSONAL DIRECTO DE LA ORGANIZACIÓN SAN GABÁN (US \$)	46
CUADRO N° 4.8-1.: COSTOS INDIRECTOS DE TRANSMISIÓN – SPT - (EN US \$)	58
CUADRO N° 4.9-1.: COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO - (EN US \$)	58
CUADRO N° 5.1-1.: DETALLE DE LOS CTT Y PEAJE ANUAL DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN DE SAN GABÁN.....	59



RESUMEN EJECUTIVO

1. OBJETO

El presente estudio contiene la propuesta de Tarifas del Sistema Principal de Transmisión de SAN GABÁN para la Fijación de Tarifas en Barra, período mayo 2011 – abril 2012.

2. BASE CONCEPTUAL

La Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (“LCE”) y su Reglamento establecen que la remuneración de los sistemas de transmisión corresponde a la configuración del sistema eléctrico como aquel sistema de mínimo costo y que permite brindar el servicio de transmisión en forma eficiente y cumpliendo las normas técnicas y medio ambientales vigentes.

A efecto de establecer las compensaciones por el uso de los sistemas de transmisión, la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículo 58°) distingue dos tipos de instalaciones de transmisión el Sistema Principal de Transmisión (SPT) y el Sistema Secundario de Transmisión (SST). El sistema de transmisión de SAN GABÁN cuenta con instalaciones del sistema de transmisión principal y secundaria.

En cumplimiento a lo establecido en el Artículo 77° de la LCE, que textualmente indica lo siguiente:

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.

Por tal motivo, correspondió actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión, que fueron revisadas el año 2005, en la Fijación Precios en Barra aplicables al período comprendido entre el 01 de mayo de 2009 y el 30 de abril de 2010.

3. SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN DE SAN GABÁN

SUBESTACIONES

- S.E. Azángaro: Una (01) celda de línea de 138 kV (L-1006) hacia la subestación Tintaya.

Por tratarse de una sola celda de salida de línea en 138 kV, el sistema a remunerar coincide con el sistema existente.

4. COSTO TOTAL DE TRANSMISIÓN Y PEAJES ANUALES

A continuación presentamos el detalle del Costo Total de Transmisión y los Peajes Anuales por el uso del SPT de SAN GABÁN.

Instalaciones	VNR	aVNR	COyM	Costo Total de Transmisión	Peaje Anual
	US\$	US\$/Año	US\$/Año	US\$/Año	S./mes
SPT	697 285	86 564	65 083	151 646	425 975
Tipo de Cambio	2,809	30 de diciembre de 2010			
Tasa	12%				
Vida Útil	30				
Mensualidad	0,009488793				

Se ha utilizado el tipo de cambio de 2,809 S./US\$ de fecha 30 de diciembre de 2010, calculado por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP del Perú, valor venta correspondiente al último día hábil del mes anterior al de su aplicación, publicado en el Diario Oficial El Peruano, tal como lo indica el OSINERMING en la Norma.



1. ANTECEDENTES

1.1. OBJETO DEL ESTUDIO

El presente estudio contiene la propuesta de Tarifas del Sistema Principal de Transmisión de SAN GABÁN para la Fijación de Tarifas en Barra, período mayo 2011 – abril 2012.

1.2. BASE CONCEPTUAL

La Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (“LCE”) y su Reglamento establecen que la remuneración de los sistemas de transmisión corresponde a la configuración del sistema eléctrico como aquel sistema de mínimo costo y que permite brindar el servicio de transmisión en forma eficiente y cumpliendo las normas técnicas y medio ambientales vigentes.

A efecto de establecer las compensaciones por el uso de los sistemas de transmisión, la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículo 58°) distingue dos tipos de instalaciones de transmisión el Sistema Principal de Transmisión (SPT) y el Sistema Secundario de Transmisión (SST). El sistema de transmisión de SAN GABÁN cuenta con instalaciones del sistema de transmisión principal y secundaria.

En cumplimiento a lo establecido en el Artículo 77° de la LCE, que textualmente indica lo siguiente:

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.

Por tal motivo, correspondió actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión, que fueron revisadas el año 2005, en la Fijación Precios en Barra aplicables al período comprendido entre el 01 de mayo de 2009 y el 30 de abril de 2010.



2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE SAN GABÁN

2.1. FUNCIÓN

SAN GABÁN promueve el aprovechamiento del potencial hidroeléctrico de la cuenca del Río San Gabán, colocando energía eléctrica confiable y de calidad, al mercado del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional; con tecnología de punta y adecuados niveles de competitividad, sustentado en una organización eficiente e innovadora en permanente proceso de mejora continua, que contribuye al desarrollo regional y nacional

El Sistema de Transmisión de SAN GABÁN, se encuentra diseñado en el nivel de tensión 138 kV, está ubicado al Sur Este del país, desde San Gabán hasta San Rafael y Azángaro en la Sierra, pasando por zonas con diferentes climas y altitudes.

Asimismo, cuenta con tres líneas de transmisión en 138 kV que sirve para alimentar las cargas de Minsur (S.E. San Rafael) y del SEIN por la S.E. Azángaro.

El Sistema Secundario de Transmisión de SAN GABÁN está conformado por las siguientes instalaciones:

LÍNEA DE TRANSMISIÓN

- L.T. San Gabán II – Azángaro, denominada como L-1010.
- L.T. San Gabán II – San Rafael, denominadas L-1013.
- L.T. San Rafael – Azángaro, denominadas L-1009.



SUBESTACIONES

- S.E. San Gabán II: Equipamiento de dos (02) celdas de transformador en 138 kV de los transformadores de la Central Hidroeléctrica San Gabán II, equipamiento de dos (02) celdas de línea en 138 kV de las L-1010 y L-1013 hacia las Subestaciones Azángaro y San Rafael, respectivamente;
- S.E. Azángaro: Parte del equipamiento de una (01) celda de transformador de 138 kV, del Transformador de 138/60/22,9 kV, 12 MVA (2 Seccionadores de Barras), equipamiento de tres (03) celdas de línea en 138 kV de la L-1010, L-1009 y L-1011 hacia las Subestaciones San Gabán II, San Rafael y Juliaca, respectivamente.

2.2. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES

El Sistema Secundario de Transmisión comprende las instalaciones siguientes:

- L.T. 138 kV San Gabán II – Azángaro, L-1010, con una distancia total aproximada de 159,14 km.
- L.T. 138 kV San Gabán II – San Rafael, L-1013, con una longitud total aproximada de 76,46 km.
- L.T. 138 kV San Rafael - Azángaro, L-1009, con una longitud total aproximada de 89,28 km.
- S.E. San Gabán II, que comprende los siguientes equipos principales:
 - ◆ Equipamiento de sistema de barras del tipo simple barra;
 - ◆ Equipamiento de dos (02) celdas de transformador en 138 kV de los transformadores de la Central Hidroeléctrica San Gabán II;
 - ◆ Equipamiento de dos (02) celdas de línea en 138 kV hacia las Subestaciones San Rafael y Azángaro; y
 - ◆ Servicios comunes (compartido).
- S.E. Azángaro, que comprende los siguientes equipos principales:
 - ◆ Equipamiento de sistema de barras del tipo doble barra;
 - ◆ Equipamiento de una (01) celda de transformador en 138 kV del Transformador de 138/60/22,9 kV, 12 MVA (2 Seccionadores de Barras);
 - ◆ Equipamiento de cuatro (04) celdas de línea en 138 kV, hacia las Subestaciones San Gabán, San Rafael, Tintaya y Juliaca; y
 - ◆ Servicios comunes (compartido).



Se incluye también la parte correspondiente a las instalaciones comunes a todos los equipos de la subestación, tales como los servicios auxiliares, sistema de puesta a tierra profunda, instalaciones eléctricas exteriores, obras civiles del edificio de control y obras civiles generales, costo del terreno, gastos de ingeniería y supervisión, gastos financieros y gastos administrativos.

2.3. CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

En el Cuadro N° 2.3-1 se resumen las características generales de las líneas de transmisión del Sistema Secundario de Transmisión de SAN GABÁN.

Cuadro N° 2.3-1.: Características Generales de las Líneas de Transmisión

Línea	L-1009	L-1010	L-1013
Tensión Nominal (kV)	138	138	138
Número de ternas	2	2	2
Longitud (km)	89,28	159,14	76,46
Vano Promedio (m)	490	513	531
Capacidad de Transporte (MVA)	120	120	120

CONDUCTOR

En el Cuadro N° 2.3-2 se muestra las características del conductor utilizado en las líneas de transmisión de SAN GABÁN:

Cuadro N° 2.3-2.: Características del Conductor

Línea	L-1009	L-1010	L-1013
Tipo	AAAC	AAAC	AAAC
Sección (mm ²)	300,00	300,00	300,00
Diámetro del Cable (mm)	22,61	22,61	22,61
Formación N° de hilos / Diámetro (mm)	61	61	61
Peso (kg/m)	1,0	1,0	1,0



CABLE DE GUARDA

En el Cuadro N° 2.3-3 se muestra las características del cable de guarda utilizado en las líneas de transmisión de SAN GABÁN:

Cuadro N° 2.3-3.: Características del Cable de Guarda

Línea	L-1009	L-1010	L-1013
Material	Acero Galvanizado	Fibra Óptica	Acero Galvanizado
Tipo	E.H.S. (*)	OPGW (**)	E.H.S. (*)
Sección (mm ²)	51,1	55,0	51,1
Diámetro del Cable (mm)	9,53	12	9,53
Número de Hilos	7	13	7
Peso (kg/km)	0,406	0,429	0,406
(*) E.H.S. = Extra High Strength (Alto Valor de Rotura). (**) OPGW = Optical Power Ground Wire (Cable de Tierra Óptico)			

2.4. CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES

Las características principales de los equipamientos considerados en las subestaciones son las siguientes:

2.4.1. S.E. SAN GABAN II

La S.E. San Gabán II, se encuentra ubicada en el Distrito de San Gabán, Provincia de Carabaya, Departamento de Puno, con coordenadas UTM por el Norte 8484376 y por el Este 343374, a una altitud de 1 450 m.s.n.m. y es el punto de salida para la Generación de la CH. San Gabán II.

Las características fundamentales de la subestación son las siguientes:

- Consta de un sistema de barras en 138 kV, con disposición simple, a la intemperie.
- Dos (02) celdas de llegada en 138 kV de los transformadores principales de la C.H. San Gabán II, equipada cada una, con los siguientes elementos:
 - ◆ Un (02) seccionadores de barra;
 - ◆ Un (01) seccionador de línea;



- ◆ Un (01) interruptor Tripolar SF6;
- ◆ Un (03) transformadores de tensión capacitivo;
- ◆ Un (03) transformadores de corriente (clase 0,2); y
- ◆ Un (03) pararrayos de óxido de zinc (ZnO).
- Dos (02) celdas de salida de línea en 138 kV, hacia la S.E. Azángaro y San Rafael, equipada con los siguientes elementos:
 - ◆ Un (02) seccionadores de barra;
 - ◆ Un (01) seccionador de línea;
 - ◆ Un (01) interruptor Unipolar SF6;
 - ◆ Un (03) transformadores de tensión capacitivo;
 - ◆ Un (03) transformadores de corriente (clase 0,2); y
 - ◆ Un (03) pararrayos de óxido de zinc (ZnO).
- Servicios auxiliares de corriente continua y corriente alterna, equipados con los siguientes elementos:
 - ◆ Un (01) banco de baterías 110 (Vcc);
 - ◆ Un (01) banco de baterías 48 (Vcc);
 - ◆ Un (01) cargador para banco de baterías 110 (Vcc); y
 - ◆ Un (01) cargador para banco de baterías 48 (Vcc).
- Tablero de control:
 - ◆ Cuatro (04) paneles de control y protección, incluye SCU, Relés y RTU;
 - ◆ Un (01) tablero de medición de energía;
 - ◆ Un (01) tablero de teleprotección, Onda Portadora y Comunicaciones;
 - ◆ Un (01) tablero de servicios auxiliares Vac;
 - ◆ Un (01) tablero de servicios auxiliares Vac 110 V; y
 - ◆ Un (01) tablero de servicios auxiliares Vcc 48 V.
- Pórticos y soportes:
 - ◆ Pórticos de barras y líneas 138 kV; y
 - ◆ Soportes para equipos de 138 kV.
- Edificio de control de material noble con equipos de aire acondicionado.
- Sistema de iluminación perimetral con postes de concreto y luminarias tipo pastoral y reflectores de alta presión de sodio.



- Cerco perimétrico con paños de malla metálica.

2.4.2. S.E. AZÁNGARO

La S.E. Azángaro se encuentra ubicada en el Distrito de Antauta, Provincia de Melgar, Departamento de Puno, con coordenadas UTM por el Norte 8436646 y por el Este 354268, a una altitud de 4 500 m.s.n.m..

Las características fundamentales de la subestación son las siguientes:

- Consta de un sistema de barras en 138 kV, con disposición doble, a la intemperie.
- Una (01) celdas de llegada en 138 kV del Transformador de 138/60/22,9 kV, 12 MVA, equipada con los siguientes elementos:
 - ◆ Un (01) seccionador de barra;
 - ◆ Un (01) seccionador de línea;
- Cuatro (04) celdas de salida de línea en 138 kV, hacia las hacia las Subestaciones San Gabán, San Rafael, Tintaya y Juliaca, equipada con los siguientes elementos:
 - ◆ Dos (02) seccionador de barra;
 - ◆ Un (01) seccionador de línea;
 - ◆ Un (01) interruptor Unipolar SF6;
 - ◆ Tres (03) transformadores de tensión capacitivo;
 - ◆ Tres (03) transformadores de corriente (clase 0,2); y
 - ◆ Tres (03) pararrayos de óxido de zinc (ZnO).
- Servicios auxiliares de corriente continua y corriente alterna, equipados con los siguientes elementos:
 - ◆ Un (01) banco de baterías 110 (Vcc);
 - ◆ Un (01) banco de baterías 48 (Vcc);
 - ◆ Un (01) cargador para banco de baterías 110 (Vcc); y
 - ◆ Un (01) cargador para banco de baterías 48 (Vcc).
- Tablero de control:
 - ◆ Cuatro (04) paneles de control y protección, incluye SCU, Relés y RTU;
 - ◆ Un (01) tablero de medición de energía;



- ◆ Un (01) tablero de teleprotección, Onda Portadora y Comunicaciones;
- ◆ Un (01) tablero de servicios auxiliares Vac;
- ◆ Un (01) tablero de servicios auxiliares Vac 110 V; y
- ◆ Un (01) tablero de servicios auxiliares Vcc 48 V.
- Pórticos y soportes:
 - ◆ Pórticos de barras y líneas 138 kV; y
 - ◆ Soportes para equipos de 138 kV.
- Edificio de control de material noble con equipos de aire acondicionado.
- Sistema de iluminación perimetral con postes de concreto y luminarias tipo pastoral y reflectores de alta presión de sodio.
- Cerco perimétrico con paños de malla metálica.



3. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO

En cumplimiento a lo establecido en el Artículo 77° de la LCE, que textualmente indica lo siguiente:

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.

Por tal motivo, en la Fijación Precios en Barra período entre el 01 de mayo de 2009 y el 30 de abril de 2010, correspondió actualizar el VNR de las instalaciones de transmisión, que fueron revisadas el año 2005, período en el cual están incluidas las instalaciones del SPT de SAN GABÁN.

En el Informe N° 0151-2009-GART, que sustenta la Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD, denominada "Resolución que fija los Precios en Barra aplicables al período comprendido entre el 01 de mayo de 2009 y el 30 de abril de 2010", 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).



4. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

4.1. COMPOSICIÓN DEL COSTO

El COyM comprende todos los costos en que incurre una empresa para la prestación del servicio eléctrico, con la calidad estipulada en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).

Este costo comprende las actividades necesarias para la operación y mantenimiento del Sistema de Transmisión de SAN GABÁN, con una organización y personal idóneo, remunerado con sueldos promedio de mercado, que aseguren un servicio adecuado y la gestión sostenida en el tiempo.

El COyM se compone de la siguiente manera:

$$\text{COyM} = \text{CM} + \text{CO} + \text{CG} + \text{CS} + \text{Cs}$$

Donde:

CM = Costo Directo de Mantenimiento (Mantenimiento de Líneas y Subestaciones, mantenimiento del Sistema de Telecomunicaciones y Centro de Control).

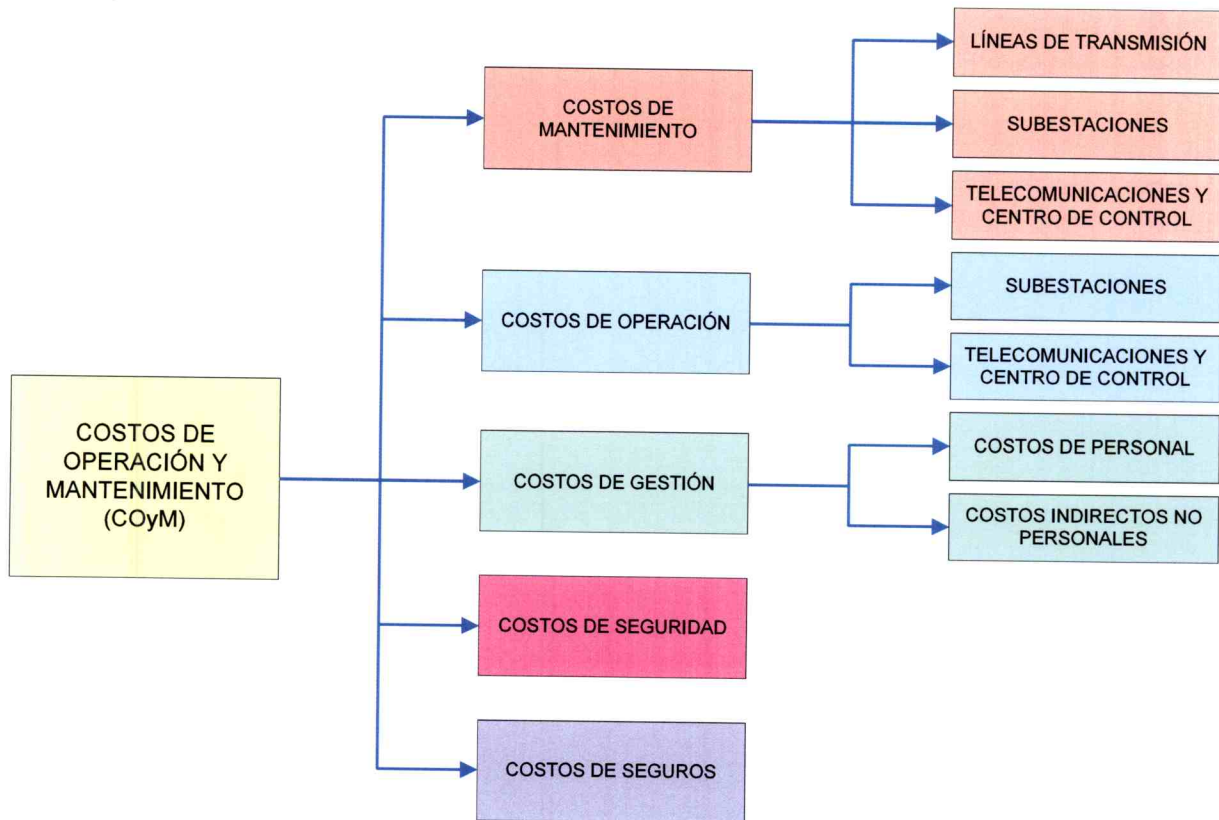
CO = Costo de Operación (Operación de Subestaciones, Telecomunicaciones y Centro de Control).

CG = Costo de Gestión (Costos de Personal y Costos Indirectos no personales)



CS = Costo de Seguridad (Protección de Instalaciones)

Cs = Costo de Seguros



4.2. PREMISAS CONSIDERADAS PARA EL ESTUDIO

Para la determinación del COyM, se consideran las siguientes premisas:

- Asegurar un servicio adecuado al cliente.
- Asegurar una gestión sostenida de la empresa.
- La retribución del COyM debe comprender cuando menos:
 - ◆ Costo de personal incluyendo todos los pagos y retenciones que correspondan a la Concesionaria bajo las Leyes Aplicables;
 - ◆ Costo de los contratos de mantenimiento;
 - ◆ Costo de combustibles, lubricantes, etc., de los vehículos;
 - ◆ Costo de seguridad;



- ◆ Costo de seguros; y
- ◆ Anualidad de capitales inmovilizados en repuestos, herramientas, vehículos y edificios.
- Como costo de seguros se considera lo siguiente:
 - ◆ Seguro de Responsabilidad Civil contra cualquier daño, pérdida o lesión que pudiera sobrevenir a propiedades y personas;
 - ◆ Seguro a todo riesgo, que cubra el valor de reemplazo de los bienes de la Concesionaria. La contratación de las pólizas deberá adecuarse a la naturaleza de cada bien. Las coberturas serán cuando menos las siguientes: daños parciales o totales, construcción y montaje, rotura de maquinaria, daños por agua, terremoto, incendio, terrorismo, vandalismo, conmoción civil, hurto y apropiación ilícita.
- Considerar la tecnología actual en la ejecución del mantenimiento.
- Tomar como costo de los recursos los precios actuales de mercado, a los cuales puede acceder SAN GABÁN, considerando las economías de escala y la ubicación de las instalaciones.
- Simular la operación de una empresa modelo que permita una operación y mantenimiento eficiente.

4.3. ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE MANTENIMIENTO BASADOS EN ACTIVIDADES

Se ha elaborado un estimado de los costos de mantenimiento de acuerdo a la metodología del Costeo Basado en Actividades.

Este modelo de costos obliga a determinar un programa detallado de mantenimiento, definiendo los procesos y actividades, estableciendo frecuencias, rendimientos, modo de ejecución, cantidad y tipo de recursos que se deberán utilizar en cada actividad de mantenimiento.

SAN GABÁN cuenta con información real histórica de dichas actividades,. No obstante, en este estudio se ha realizado una simulación de la operación y el mantenimiento del sistema, basado en experiencias similares en otros sistemas del país y tomando de referencia la información actual.



4.4. COMPONENTES DEL COYM

El COyM incluye todos los costos de la empresa, los mismos que se pueden agrupar de la siguiente manera:

- Costo de Operación;
- Costo de Mantenimiento;
- Costo de Gestión;
- Costo de Seguridad; y
- Costo de Seguros.

4.4.1. COSTO DE OPERACIÓN

El Costo de Operación considera el costo del personal operativo y sus costos asociados, para realizar sus funciones de operación de Subestaciones y Centro de Control.

Los costos de operación que se incurre en Subestaciones y Centro de Control, incluyen: costos de personal, infraestructura, equipos de seguridad, mantenimiento menor a cargo del operador, limpieza y otros para mantener adecuadamente la instalación del Centro de Control y Subestaciones.

4.4.2. COSTO DE MANTENIMIENTO

Se considera como costo de mantenimiento los costos que cubren el mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo de las líneas de transmisión, las subestaciones y el Centro de Control, los cuales incluyen el costo de personal supervisor, la mano de obra directa, materiales, repuestos, herramientas, equipos y vehículos necesarios para la ejecución de las actividades de mantenimiento. Se considera que los costos de supervisión del mantenimiento de las subestaciones, líneas de transmisión y centro de control es ejecutado por personal propio de la empresa y la mano de obra directa en las actividades de mantenimiento es ejecutada por terceros.

4.4.3. COSTO DE GESTIÓN

El costo de gestión es aquel en que se incurre para poder efectuar la operación y mantenimiento y se clasifica en:

- Suministros diversos;
- Personal;



- Cargas diversas de gestión;
- Servicios de terceros; y
- Tributos.

SUMINISTROS DIVERSOS

Se considera los costos de insumos, materiales, útiles de limpieza, combustible y otros necesarios para la gestión directa e indirecta de la operación y mantenimiento.

PERSONAL

El costo de personal incluye las remuneraciones de los puestos de jefatura de operación y mantenimiento, administrativos y de dirección.

CARGAS DIVERSAS DE GESTIÓN

En este rubro se considera alquileres, gastos de comunicación, gastos notariales, suscripciones, útiles de escritorio, etc.

SERVICIOS DE TERCEROS

Limpieza de edificios de las áreas correspondientes de las oficinas administrativas, servicio de agua, energía eléctrica, teléfono, transporte de personal, correos, servicio de asesorías y otros.

TRIBUTOS

Tributos a gobiernos locales, aportes para gastos del OSINERG, MEM-DGE, COES y otros tributos tales como el pago anual del Impuesto a las Transferencias Financieras.

4.4.4. COSTO DE SEGURIDAD

Como costo de seguridad se considera los costos contra atentados de terceros. Se ha considerado para subestaciones los costos de puestos de vigilancia en cada una de las subestaciones, donde SAN GABÁN cuenta con instalaciones de transmisión.

4.4.5. COSTO DE SEGUROS

Seguro de Responsabilidad Civil contra cualquier daño, pérdida o lesión que pudiera sobrevenir a propiedades y personas;

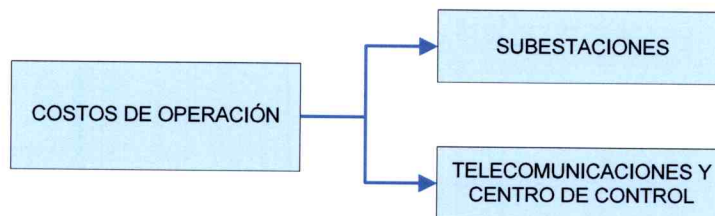


Seguro a todo riesgo, que cubra el valor de reemplazo de los bienes de la Concesionaria. La contratación de las pólizas deberá adecuarse a la naturaleza de cada bien. Las coberturas serán cuando menos las siguientes: daños parciales o totales, construcción y montaje, rotura de maquinaria, daños por agua, terremoto, incendio, terrorismo, vandalismo, conmoción civil, hurto y apropiación ilícita.

4.5. COSTOS DE OPERACIÓN

Corresponden a los costos de Operación del Centro de Control y la Operación de las Subestaciones para un correcto funcionamiento del Sistema Principal de Transmisión y del Sistema Secundario de Transmisión de SAN GABÁN. En el siguiente diagrama se muestra la composición de los costos de operación.

Composición de los Costos de Operación

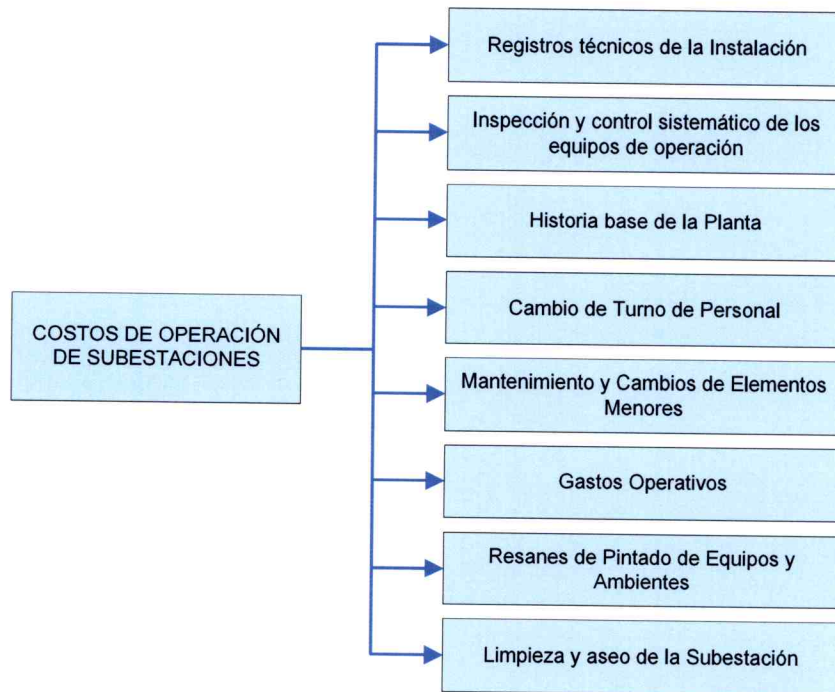


4.5.1. CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS

Corresponden a los costos de operación del sistema referidos a la administración de la Subestación y al Centro de Control. Estos se componen en procesos y actividades básicamente a las actividades de maniobras que en forma programada o de emergencia son realizados por el personal de operación de las subestaciones del Sistema de Transmisión de SAN GABÁN. Para cumplir estos objetivos el personal de operadores requiere de una infraestructura básica necesaria para el correcto funcionamiento de la instalación.



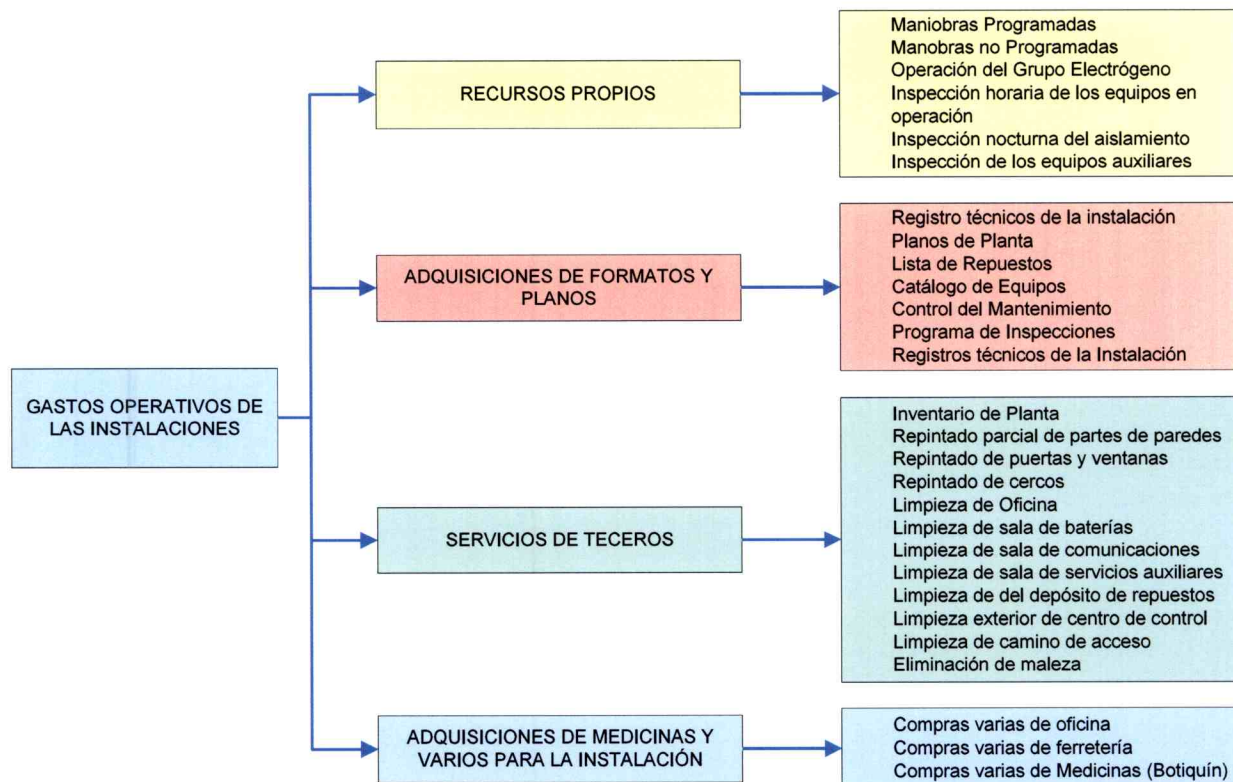
Los procesos de operación de las subestaciones se detallan en el diagrama siguiente:



Los Gastos Operativos de las Instalaciones se ha dividido en cuatro subprocesos: i) Recursos Propios, ii) Adquisición de Formatos y Planos, iii) Servicio de Terceros y iv) Adquisición de Medicinas y varios para la Instalación. Cada uno de estos subprocesos se dividen a su vez una serie de actividades como se muestran en el diagrama siguiente.



Principales Actividades para la Operación de una Instalación



Entre las principales actividades de operación, relacionadas directamente con la utilización de los equipos de protección y de telecomunicaciones se encuentran:

- Ejecución y control de las maniobras programadas y de emergencia a ejecutarse por mando local;
- Inspección y verificación del correcto funcionamiento de los equipos en subestaciones
- Registro técnicos de la instalación y análisis de parámetros de la red en condiciones de operación normal y como consecuencia de eventos ocurridos en las líneas de transmisión y subestaciones;
- Reportes del control del mantenimiento, programas, inventarios y autorizaciones de las ordenes de trabajo al área de jerarquía a fin de informar y tomar las medidas correspondientes;
- Los gastos incurridos por el mantenimiento menor, cambios de menor cuantía, resanes y limpiezas dentro de las instalaciones propias; y



- Coordinación de la ejecución de maniobras y su monitoreo dentro de las instalaciones propias así como de las otras empresas de Transmisión.

4.5.2. COSTOS DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES

Las labores de operación de las subestaciones estarán a cargo cada una de dos operadores para la ejecución de las labores de operación de los equipos de maniobra y servicios de sus respectivas instalaciones.

Para la atención de las subestaciones se ha considerado: Las herramientas de trabajo que requiere el operador, equipos de maniobras y de seguridad, infraestructura necesaria para la atención de la Subestación.

Se ha considerado las adquisiciones de diversos formatos para la función de operación y control del mantenimiento, útiles de oficina, elementos diversos, medicinas y gastos varios como; teléfono, Internet, copias.

Así mismo, se ha considerado el cuidado de posibles partes que puedan dañarse, desyerbado del patio y aseo de la instalación según exigencias de la fiscalización del OSINERGMIN.

En el Cuadro N° 4.5-1 se muestra la relación de procesos y actividades considerados para la operación de las subestaciones.

Cuadro N° 4.5-1.: Procesos y Actividades de Operación

Procesos	Actividades
Maniobra de equipos electromecánicos	Maniobras Programadas Maniobras de emergencias Operación del Grupo Electrónico
Inspección y control sistemático de los equipos en operación	Inspección horaria de los equipos en operación Inspección nocturna del aislamiento Inspección de los equipos auxiliares
Registros técnicos de la instalación	Registros técnicos de la Instalación Planos de Planta Lista de Repuestos Catalogo de Equipos
Historia base de la planta	Control del Mantenimiento Programa de Inspecciones Inventario de Planta Autorizaciones de Ordenes de Trabajo en la Instalación



Procesos	Actividades
Mantenimiento y Cambios de Elementos Menores	Mantenimientos de Servicios Higiénicos Mantenimiento de Avisos Mantenimiento Menores Varios
Gastos Operativos	Gastos de Movilidad Varios Compras varios de oficina Compras varios de ferreterías Compras varios de Medicinas (Botiquín)
Resanes de Pintado de Equipos y Ambientes	Repintado parcial de partes de paredes Repintado de puertas y ventanas Repintado de cercos
Limpieza y aseo de la subestación	Limpieza de oficina Limpieza de sala de baterías Limpieza de sala de comunicaciones Limpieza de sala de servicios auxiliares Limpieza de almacén Limpieza exterior de centro de control Limpieza de camino de acceso Deshierbado del patio de llaves

Los resultados obtenidos de los costos operativos de cada una de las subestaciones con instalaciones pertenecientes al Sistema de Transmisión de SAN GABÁN, se muestran en el Cuadro N° 4.5-2. El detalle del costeo se muestra en los Formularios N° 401, N° 402 y N° 405.

Cuadro N° 4.5-2.: Costo Anual de Operación de Subestaciones (US \$)

Procesos	S.E. Azángaro	S.E. San Gabán	Total
Maniobra de equipos electromecánicos	8 866	8 866	17 731
Inspección y control sistemático equipos operación	7 604	7 604	15 209
Registros técnicos de la instalación	7 614	7 614	15 228
Historia base de la planta	7 964	7 964	15 928
Mantenimiento y cambios de elementos menores	608	608	1 217
Gastos operativos	9 090	9 090	18 180
Resanes de pintado de equipos y ambientes	686	686	1 372
Limpieza y aseo de la sub estación	2 190	2 190	4 381
Total US\$	44 623	44 623	89 245



Para la asignación de los costos de operación de las subestaciones se ha asignado el costo total de operación de acuerdo al VNR de las empresas involucradas. En el Cuadro N° 4.5-3 mostramos los porcentajes de asignación de los costos de las subestaciones entre las empresas que utilizan estas estaciones.

Cuadro N° 4.5-3.: Asignación de Costos de Operación de Subestaciones

Subestación	Empresas	Porcentajes
San Gabán	San Gabán	100%
	Otros	0%
Azángaro	San Gabán	43%
	Otros	57%

De acuerdo a la metodología empleada se tiene un costo total de operación de Subestaciones de US \$ 89 245; correspondiendo a SAN GABÁN, US \$ 63 908. El Cuadro N° 4.5-4 se ha cuantificado todos los costos vinculados a la operación de las subestaciones de SAN GABÁN.

Cuadro N° 4.5-4.: Costo Anual SAN GABÁN de Operación de Subestaciones - (US \$)

Procesos	S.E. Azángaro		S.E. San Gabán	Total
	SST	SPT		
Maniobra de equipos electromecánicos	2 907	925	8 866	12 697
Inspección y control sistemático equipos operación	2 493	793	7 604	10 891
Registros técnicos de la instalación	2 497	794	7 614	10 905
Historia base de la planta	2 611	831	7 964	11 406
Cambio de turno del personal	-	-	-	-
Mantenimiento y cambios de elementos menores	199	63	608	871
Gastos operativos	2 980	948	9 090	13 019
Resanes de pintado de equipos y ambientes	225	72	686	983
Limpieza y aseo de la sub estación	718	228	2 190	3 137
Total US\$	14 631	4 654	44 623	63 908

Asignando los Costos de Operación entre el SPT y SST según el VNR perteneciente a cada sistema, corresponde como costo total de operación de las subestaciones para el SPT las suma de US \$ 4 654, tal como se muestra en el Cuadro N° 4.5-5.



Cuadro N° 4.5-5.: Costo Anual de Operación de Subestaciones SPT SAN GABÁN - (US \$)

Tipo de Costo	Costo Total Anual (US \$)	Porcentaje Dedicado a Transmisión (%)	Costo Anual Transmisión (US \$)	Porcentaje Dedicado al SPT (%)	Costo Total Anual SPT (US \$)
Operación Subestaciones					
S.E. Azángaro	44 623	100%	44 623	10,43%	4 654
Costo Total					4 654

4.5.3. COSTOS DE OPERACIÓN DEL CENTRO DE CONTROL (SALA DE CONTROL)

Estos costos corresponden a las labores de control del sistema eléctrico, operación de los equipos de maniobra, protección y servicios auxiliares de las instalaciones de las subestaciones del Sistema de Transmisión.

Las actividades de control del sistema están a cargo del personal de operación del Centro de Control (Sala de control) quienes son los que coordinan con los operadores de cada subestación para la recopilación de las lecturas horarias de los parámetros eléctricos a fin de registrarlos y al final de la jornada entregarlos al encargado del análisis.

El personal de operadores estará a cargo de un Jefe del Centro de Control quien planificará las operaciones y coordinará éstas con la Unidad de Transmisión y será también el especialista en análisis de sistemas eléctricos, quien evaluará las condiciones de operación de la red y analizará las perturbaciones y/o fallas que se hayan presentado en el sistema.

Contará además con personal de apoyo técnico que se encargará de la operación de las telecomunicaciones y protecciones del sistema.

En el Cuadro N° 4.5-6 se muestra el resultado final de los costos de operación del Centro de Control, el detalle de estos cálculos se aprecian en el los Formularios N° 403, N° 404 y N° 405.

Cuadro N° 4.5-6.: Costo de Anual de Operación del Centro de Control - (US \$)

PROCESOS	TOTAL
Operación de Centro de Control	61 413



La asignación de los costos de operación al SPT se ha efectuado en función del VNR. Resultando el costo de operación del Centro de Control para el SPT la suma de 8 068 dólares americanos, tal como se muestra en el Cuadro N° 4.5-7.

Cuadro N° 4.5-7.: Costo Anual de Operación de Centro de Control – SPT US \$

Tipo De Costo	Costo Total Anual (US \$)	Porcentaje Dedicado A Transmisión (%)	Costo Anual Transmisión (US \$)	Porcentaje Dedicado Al SPT (%)	Costo Total Anual SPT (US\$)
Centro de Control	61 413	100%	61 413	13,14%	8 068

El costo total de Operación para el SPT asciende a 12 722 dólares americanos, tal como se muestra en el Cuadro N° 4.5-8.

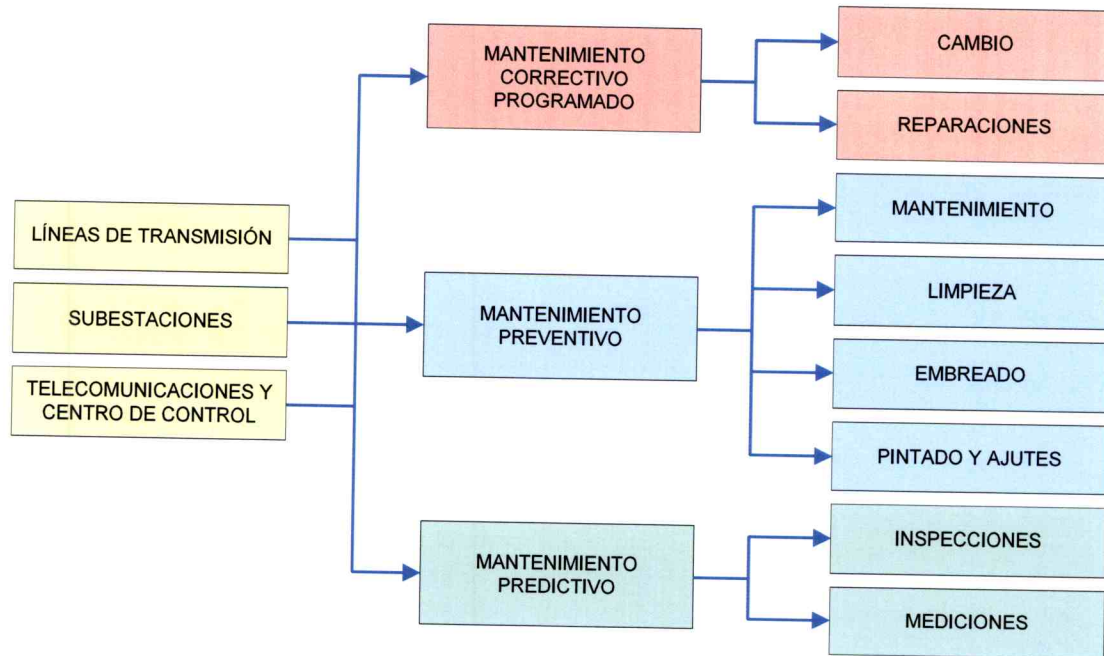
Cuadro N° 4.5-8.: Costo Anual de Operación – SPT

Tipo de Costo	Costo Total Anual (US \$)	Porcentaje Dedicado a Transmisión (%)	Costo Anual Transmisión (US \$)	Porcentaje Dedicado al SPT (%)	Costo Total Anual SPT (US \$)
S.E. Azángaro	44 623	100%	44 623	10,43%	4 654
Centro de Control	61 413	100%	61 413	13,14%	8 068
Costo Total de Operaciones					12 722

4.6. COSTOS DIRECTOS DE MANTENIMIENTO

El costo directo de mantenimiento comprende:

- Costo Directo de Mantenimiento de Líneas de Transmisión;
- Costo Directo de Mantenimiento de Subestaciones;
- Costo Directo de Mantenimiento de Centro de Control y Telecomunicaciones.
- Costo Directo de Supervisión de Mantenimiento de Líneas de Transmisión, Subestaciones, Centro de Control y Telecomunicaciones.



4.6.1. COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS

Las instalaciones del Sistema de Transmisión de SAN GABÁN son:

Sistema Secundario de Transmisión

- Línea de transmisión a 138 kV entre la S.E. San Gabán II y la S.E. Azángaro, denominada L-1010.
- Línea de transmisión a 138 kV entre la S.E. San Gabán II y la S.E. San Rafael, denominada L-1013.
- Línea de transmisión a 138 kV entre la S.E. San Rafael y la S.E. Azángaro, denominada L-1009.

Las instalaciones son de tecnología actual, que requieren un mínimo de mantenimiento por lo que sus respectivas frecuencias de mantenimiento son mínimas.

Los costos de mano de obra, materiales, equipos y herramientas utilizados en la valorización de las actividades de mantenimiento corresponden a costos reales de mercado de proveedores y contratistas. Para el presente informe se ha empleado la información de costos empleados por el OSINERGMIN en la



fijación de Precios en Barra para el período mayo 2010 – abril 2011 y en la fijación de Peajes y Compensaciones para los SST y SCT, período 2009 - 2013 (ver Formularios N° 001 y N° 002).

La definición de las frecuencias de mantenimiento toma en cuenta tres aspectos:

- El tipo de material del equipamiento de las instalaciones;
- La ubicación geográfica de las instalaciones; y
- El grado de contaminación que rodea a dicha instalación.

PROCESOS Y ACTIVIDADES

De acuerdo a la metodología de costeo, se definen los procesos y actividades los cuales consumen recursos de mano de obra, materiales e insumos y el uso de equipos y herramientas de distinta naturaleza cuyo destino es el mantenimiento de las instalaciones.

Los procesos definidos involucran los tipos de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo programado:

- **Mantenimiento Predictivo:** involucra actividades de Inspección y Medición;
- **Mantenimiento Preventivo:** involucra actividades de Mantenimiento, Limpieza, Embreado, Pintado y Ajustes; y
- **Mantenimiento Correctivo Programado:** involucra actividades de Cambios y Reparaciones.

En el Cuadro N° 4.6-1 se muestran los procesos y actividades definidos para el Mantenimiento de Líneas de Transmisión:

Cuadro N° 4.6-1.: Procesos y Actividades de Mantenimiento de Líneas de Transmisión

Procesos	Tipo de Mantenimiento	Actividades
Inspección Ocular de Líneas Aéreas	Mantenimiento Predictivo	Inspección Ligera
		Inspección Minuciosa
		Inspección Nocturna
Mantenimiento Aisladores de Líneas Aéreas	Mantenimiento Preventivo	Limpieza Manual
		Cambio Manual de Silicona de Aisladores
		Ajuste de Grapas Bifilares en Cuellos Muertos



Procesos	Tipo de Mantenimiento	Actividades
Mantenimiento de Defensas y Servidumbre	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Defensas, Ríos y Avenidas
		Mantenimiento Faja de Servidumbre (Costa)
		Mantenimiento Faja de Servidumbre (Selva)
Mantenimiento Caminos de Accesos	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Faja de Servidumbre (Sierra)
		Mantenimiento de Trochas Carrozables
Mantenimiento Electromecánico de Líneas Aéreas	Mantenimiento Correctivo Programado	Mantenimiento de Caminos Peatonales
		Cambio de Aisladores
		Cambio de Conductores
		Cambio de Ferretería
		Reparación de Conductores
Mantenimiento Estructuras de Líneas Aéreas	Mantenimiento Preventivo	Cambio de Cable de Guarda
		Pintado de Estructuras
		Pintado de Fases y Rótulos
	Mantenimiento Correctivo Programado	Embreado de Patas (Torres)
		Cambio de Perfiles
Mantenimiento Sistema de Puesta a Tierra	Mantenimiento Predictivo	Reparación de bases de torres
	Mantenimiento Correctivo Programado	Medición Puesta a Tierra
Revisión y Mediciones Eléctricas	Mantenimiento Predictivo	Reparación de Puesta a Tierra
		Medición Puntos Calientes
		Medición de Distribución de Potencial

Una vez definidas las actividades se valorizan, mediante análisis de costos unitarios por actividad, el mismo que consiste en la asignación de recursos y rendimientos para la realización de cada actividad.

Enseguida se define la frecuencia anual por actividad sobre la base del plan anual de mantenimiento elaborado.

RESULTADOS

Los resultados del Costo Directo de Mantenimiento de Líneas de Transmisión parten de la valorización de los módulos respectivos, el cual toma en cuenta lo siguiente: La unidad a la que se aplica una actividad, el alcance de la



actividad o cantidad de unidades, el costo unitario por actividad y la frecuencia de ejecución de una actividad. Dicha valorización se muestra en los Formularios N° 003, N° 101 y N° 102.

La sumatoria de los costos parciales por cada tipo de línea, nos da el costo total de mantenimiento en este rubro.

En el Cuadro N° 4.6-2 se muestran los resultados de los costos de mantenimiento de las líneas de transmisión, el SPT de no cuenta con Líneas de Transmisión, el integro de la Línea de Transmisión pertenece al Sistema Secundario de Transmisión.

Cuadro N° 4.6-2.: Costo Directo de Mantenimiento de Líneas de Transmisión - (US \$)

Sistema de Transmisión	Línea de Transmisión	Monto Anual (US\$)	Porcentaje Respecto al Total
SST	L.T. 138kV SAN GABAN - AZANGARO	135 098	100%
	Sub Total	135 098	100%
Total Costo Directo		135 098	100%

El costo directo de mantenimiento de las Líneas de Transmisión para el SST representa el 100 % del costo directo total de mantenimiento de las líneas de transmisión.

4.6.2. COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES

CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS

Las instalaciones del Sistema de Transmisión de SAN GABÁN son:

Sistema Principal de Transmisión

- S.E. Azángaro: Una (01) celda de salida de línea en 138 kV, hacia las Subestaciones Tintaya.

Sistema Secundario de Transmisión

- S.E. San Gabán: Dos (02) celdas de llegada en 138 kV de los transformadores principales de la C.H. San Gabán II.
- S.E. San Gabán: Dos (02) celdas de salida de línea en 138 kV, hacia la S.E. Azángaro y San Rafael.



- S.E Azángaro: Una (01) celdas de llegada en 138 kV del Transformador de 138/60/22,9 kV, 12 MVA (1 Seccionador de Barra y 1 de Línea).
- S.E. Azángaro: Tres (03) celdas de salida de línea en 138 kV, hacia las hacia las Subestaciones San Gabán, San Rafael y Juliaca.

Las instalaciones se consideran de tecnología actual, que requieren un mínimo de mantenimiento por lo que sus respectivas frecuencias de mantenimiento son mínimas.

Los costos de mano de obra, materiales, equipos y herramientas utilizados en la valorización de las actividades de mantenimiento corresponden a costos reales de proveedores y contratistas nacionales, Para el presente informe se ha empleado la información de costos empleados por el OSINERGMIN en la fijación de Precios en Barra para el período mayo 2010 – abril 2011 y en la fijación de Peajes y Compensaciones para los SST y SCT, período 2009 - 2013 (ver Formularios N° 001 y N° 002).

La definición de las frecuencias de mantenimiento toma en cuenta dos aspectos:

- El tipo de material del equipamiento de las instalaciones y
- El grado de contaminación que rodea a dicha instalación.

Para asignación del mantenimiento de sistema de servicios auxiliares y instalaciones comunes se ha realizado en función del VNR total de las instalaciones de la subestación, para ello se ha empleado la información empleada por el OSINERGMIN en el proceso de fijación tarifaria anterior.

PROCESOS Y ACTIVIDADES

De acuerdo a la metodología de costeo, se definen los procesos y actividades los cuales consumen recursos de mano de obra, materiales e insumos y el uso de equipos y herramientas de distinta naturaleza cuyo destino es el mantenimiento de las instalaciones.

Los procesos definidos involucran los tipos de mantenimiento Predictivo, preventivo y correctivo programado:

- **Mantenimiento Predictivo:** involucra actividades de Inspección, Medición, Análisis y Pruebas;



- Mantenimiento Preventivo: involucra actividades de Mantenimiento, Limpieza, Fumigación, Pintado y Ajustes; y
- Mantenimiento Correctivo Programado: involucra actividades de Mantenimiento Integral y Mayor.

En el Cuadro N° 4.6-3 se muestran los procesos y actividades definidos para el Mantenimiento de Subestaciones:

Cuadro N° 4.6-3.: Procesos y Actividades para el Mantenimiento de Subestaciones

Procesos	Tipo de Mantenimiento	Actividades
Mantenimiento Celda Línea y Transformadores 138 kV	Mantenimiento Preventivo	Ajuste de Grapas y Conectores
		Limpieza Manual de Aislamiento
		Mantenimiento Equipos de Medición
		Mantenimiento Equipos de Protección
		Mantenimiento Sistema de Control y Señalización
		Mantenimiento Tablero de Control, Medición y Protección
		Mantenimiento Electromecánico Celda Línea
	Mantenimiento Predictivo	Medición Puntos Calientes
		Pruebas de Interruptores
		Pruebas de Seccionadores
		Prueba de Transformador de Medida
	Mantenimiento Correctivo Programado	Mantenimiento Integral de Interruptores
		Mantenimiento Integral de Seccionadores
Mantenimiento de Servicios Auxiliares	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Banco de Baterías
		Mantenimiento Cargador de Baterías
		Mantenimiento Tablero de Servicio Auxiliares
	Mantenimiento Correctivo Programado	Mantenimiento Integral Transformador SSAA
Mantenimiento de Edificios	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Cerco Perimetral
		Mantenimiento Ductos y Canaletas
		Mantenimiento Edificios de Control
		Mantenimiento Sistema Suministro de Agua
		Mantenimiento Sistemas de Iluminación
		Pintado de Estructuras y Pórticos
		Fumigación de Canaletas y Cajas de Interconexión



Procesos		Tipo de Mantenimiento	Actividades
Mantenimiento Seguridad		Mantenimiento Preventivo	Fumigación de Ambientes
			Seguridad e Higiene Industrial
Mantenimiento Puesta a tierra	Sistema	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Sistema Puesta a Tierra
		Mantenimiento Predictivo	Medición de Puesta a Tierra

La valorización de las actividades se realiza mediante análisis de costos unitarios por actividad, el mismo que consiste en la asignación de recursos y rendimientos para la realización de cada actividad.

Luego se define la frecuencia anual por actividad.

La cantidad de unidades por actividad en subestaciones se define metrand o el equipamiento que tiene cada una de ellas, tal como número de interruptores, seccionadores, grapas, y otros para los cuales se les asigna una actividad de mantenimiento.

Teniendo estas consideraciones planteadas se valoriza el mantenimiento, determinándose el costo unitario del mismo.

RESULTADOS

Los resultados del Costo Directo de Mantenimiento de Subestaciones toman en cuenta: la unidad a la que se aplica una actividad, alcance de la actividad o cantidad de unidades, costo unitario por actividad y frecuencia de ejecución de una actividad. Dicha valorización se muestra en los Formularios N° 003, N° 201, N° 202 y N° 203.

La sumatoria de los costos parciales por cada subestación del Sistema de Transmisión Principal y Sistema de Transmisión Secundario, nos da el costo directo total en este rubro, el cual se muestra a continuación.

En el Cuadro N° 4.6-4 se muestran los valores del costo directo de mantenimiento de las subestaciones.

Cuadro N° 4.6-4.: Costo Directo de Mantenimiento de Subestaciones - (U.S. \$)

Sistema de Transmisión	Instalación	Monto Anual US \$	% Respecto al total
SPT	S.E. Azángaro	11 369	12%
	Sub Total	11 369	12%



Sistema de Transmisión	Instalación	Monto Anual US \$	% Respecto al total
SST	S.E. Azángaro	46 628	48%
	S.E. San Gabán	40 142	41%
	Sub Total	86 770	88%
Total Costo Directo Mantenimiento		98 139	100 %

El costo directo de mantenimiento de subestaciones del Sistema Principal de Transmisión representa el 12 % y del Sistema Secundario de Transmisión representa el 88 % del costo total del mantenimiento.

4.6.3. COSTO DE MANTENIMIENTO DEL CENTRO DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES

CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS

Corresponde al mantenimiento de los equipos de telecomunicaciones (onda portadora PLC's y radio móvil) Corresponde al mantenimiento de los equipos de telecomunicaciones (onda portadora, PLC's y radio móvil) y centro de control (Sistema SCADA, RTU y servidores) definidas para el Sistema de Transmisión de de SAN GABÁN.

Para asignación de los costos de telecomunicaciones y centro de control se ha realizado en función de los costos de inversión.

Las instalaciones se consideran de tecnología actual, que requieren un mínimo de mantenimiento por lo que sus respectivas frecuencias de mantenimiento son mínimas.

Los costos de mano de obra, materiales, equipos y herramientas utilizados en la valorización de las actividades de mantenimiento corresponden a costos reales de proveedores y contratistas nacionales, para el informe se ha empleado la información de costos del boletín de octubre de 2008 de CAPECO.

PROCESOS Y ACTIVIDADES

De acuerdo a la metodología de costeo, se definen procesos y actividades los cuales consumen recursos de mano de obra, materiales e insumos y el uso de equipos y herramientas de distinta naturaleza cuyo destino es el mantenimiento de las instalaciones.



Los procesos definidos involucra mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo programado:

- Mantenimiento Predictivo: involucra actividades de Inspección, Medición, Análisis y Pruebas;
- Mantenimiento Preventivo: involucra actividades de Mantenimiento y Limpieza.
- No se considera Mantenimiento Correctivo

En el Cuadro N° 4.6-5 se muestran los procesos y actividades definidos para el Mantenimiento de Centro de Control y Telecomunicaciones:

Cuadro N° 4.6-5.: Procesos y Actividades para el Mantenimiento de Centro de Control y Telecomunicaciones

Procesos	Tipo de Mantenimiento	Actividades
Mantenimiento del Sistema de Telecomunicaciones	Mantenimiento Preventivo	Pruebas equipo Transmisor Receptor de Onda portadora
		Pruebas al Acoplador de señal
		Pruebas equipo Transmisor Receptor de Teleprotección
		Pruebas a Antena Parabólica, cable coaxial y accesorios
		Pruebas equipo Transmisor Receptor de Radio digital
		Mediciones de puesta a Tierra
		Pruebas a la central Teléfono Digital, aparatos telefónico y armario
		Pruebas de Radios móviles, estación repetidora y accesorios
	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento equipo Transmisor Receptor de Onda portadora
		Mantenimiento del Acoplador de señal
		Mantenimiento equipo Transmisor Receptor de Teleprotección
		Mantenimiento a Antena Parabólica, cable coaxial y accesorios
		Mantenimiento equipo Transmisor Receptor de Radio digital
		Mantenimiento de puesta a Tierra
		Mantenimiento a la central Teléfono Digital, aparatos telefónico y armario
		Mantenimiento de Radios móviles, estación repetidora y accesorios
		Mantenimiento Equipos PLCs
		Mantenimiento de Centro de Control
Mediciones y pruebas de servidores		
Mediciones y Pruebas de cablería Red LAN, Router y UPS		
Mediciones y Pruebas de Impresoras		



Procesos	Tipo de Mantenimiento	Actividades
Mantenimiento de Centro de Control	Mantenimiento Predictivo	Mediciones y Pruebas de RTU
		Pruebas al Sistema Scada
		Mediciones y Pruebas de Switch
		Mediciones y Pruebas de Estabilizadores
		Mediciones y Pruebas de Grupo Electrónico
		Mediciones y Pruebas del Aire acondicionado
Mantenimiento de Centro de Control	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento de estaciones de operación
		Mantenimiento de servidores
		Mantenimiento de cablearía Red LAN, Router y UPS
		Mantenimiento de Impresoras
		Mantenimiento de RTU
		Mantenimiento de Switch
		Mantenimiento de Estabilizadores
		Mantenimiento del Grupo Electrónico
		Mantenimiento del Aire acondicionado
		Seguridad de la RED

La valorización de las actividades se realiza mediante análisis de costos unitarios por actividad, el mismo que consiste en la asignación de recursos y rendimientos para la realización de dicha actividad.

Luego se define la frecuencia anual por actividad.

La cantidad de unidades por actividad en telecomunicaciones y centro de control se define metrandó el equipamiento que tiene cada una de ellas, tal como número de trampas de onda, radio bases, radios en vehículos y portátiles, y tableros, para los cuales se les asigna una actividad de mantenimiento.

Teniendo estas consideraciones planteadas se valoriza la instalación de telecomunicaciones, determinándose el costo de mantenimiento.

RESULTADOS

Los resultados del Costo Directo de Mantenimiento de Telecomunicaciones y Centro de Control toman en cuenta la unidad a la que se aplica una actividad, alcance de la actividad o cantidad de unidades, costo unitario por actividad y



la frecuencia de ejecución de una actividad. Dicha valorización se muestra en los Formularios N° 003, N° 301, N° 302 y N° 303.

En el Cuadro N° 4.6-6 se muestran los valores del costo directo de mantenimiento de telecomunicaciones y centro de control.

Cuadro N° 4.6-6.: Costo de Mantenimiento de Telecomunicaciones y Centro de Control - (U. S. \$)

Sistema de Transmisión	Instalación	Monto Anual US \$	% Respecto al total
SPT	Centro de Control	2 942	7%
	Telecomunicaciones	3 000	7%
	Subtotal	5 941	13%
SST	Centro de Control	19 449	43%
	Telecomunicaciones	19 835	44%
	Subtotal	39 284	87%
Total		45 226	100%

4.6.4. RESULTADOS DEL COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO

En el Cuadro N° 4.6-8 se muestra el resumen de los costos directos de mantenimiento para el SPT.

Cuadro N° 4.6-7.: Costos Directos de Mantenimiento – SPT - (U.S. \$)

Concepto	SPT
Líneas de Transmisión	
Subestaciones	11 369
Telecomunicaciones y Centro de Control	5 941
Total Costo de Mantenimiento	17 311

4.7. COSTOS DE GESTION PERSONALES

Se determinó la organización modelo y el costo del personal asignado para una gestión eficiente en cuanto a la administración, a la operación y mantenimiento del Sistema de Transmisión de SAN GABÁN.



4.7.1. ORGANIZACIÓN ESTÁNDAR

PREMISAS Y/O CRITERIOS

A Estructura Orgánica

Para el caso de SAN GABÁN, se ha considerado una estructura orgánica basada en una empresa dedicada a la transmisión eléctrica. Para el organigrama propuesto, se ha dividido la organización en una parte administrativa, cuyas labores están involucradas y dan soporte a la gestión de las actividades de transmisión, además de la generación; y una parte operativa exclusivamente dedicada a la transmisión. Este estudio nos permitirá determinar la estructura orgánica necesaria para una empresa del tipo de SAN GABÁN, con el objetivo de gestionar eficientemente las actividades de transmisión, para lo cual, se han considerado las siguientes premisas:

- ◆ Diseñar una organización que incluya el soporte administrativo necesario para las actividades de transmisión, considerando que las áreas involucradas no están a dedicación exclusiva de la transmisión, sino que comparten sus labores dando soporte a las actividades de generación eléctrica.
- ◆ Diseñar una organización que considere un área operativa dedicada exclusivamente a las actividades de transmisión, con el objeto de administrar la infraestructura de SAN GABÁN consistente en las Líneas en 138 kV San Gabán – Azángaro, denominada como L-1010, San Gabán – San Rafael denominada como L-1013 y Azángaro – San Rafael, denominada como L-1009, así como sus instalaciones en las Subestaciones de San Gabán y Azángaro.
- ◆ Que la organización tenga el personal en número y en funciones claves y específicas que permitan ofrecer una gestión de la infraestructura en forma eficiente, rentable y con un servicio de calidad.

B Remuneraciones

La asignación de las remuneraciones para el estudio se tomó como base:



- ◆ Remuneraciones reconocidas a SAN GABÁN en la última fijación de Precios en Barra para el período mayo 2010 – abril 2011.
- ◆ En cada puesto, con sus respectivas funciones competentes, se considero una remuneración promedio de las fuentes citadas.

METODOLOGÍA

A Estructura Orgánica

Para definir la estructura de la empresa de transmisión, se tomó una serie de lineamientos como los siguientes:

- ◆ Que para SAN GABÁN, se ha considerado un área administrativa, correspondiente a la totalidad de la Empresa, considerando solamente aquellas áreas que dan soporte a la transmisión.
- ◆ Que la asignación de las áreas administrativas involucradas con la transmisión, sean asignadas en función de su porcentaje de dedicación a dichas actividades
- ◆ Que el área operativa considerada, este a dedicación exclusiva de la transmisión.
- ◆ Que la empresa sea homogénea en lo referente a niveles jerárquicos, número de áreas y puestos.
- ◆ Efectuar una constante capacitación a fin de mantener o incrementar el nivel del personal, para que la empresa tenga los puestos necesarios con una máxima rentabilidad.
- ◆ Cumplir eficientemente con la operación y mantenimiento de un sistema de transmisión.

B Determinación de Remuneraciones

La metodología para la determinación de las remuneraciones a ser consideradas para la empresa modelo de transmisión, tiene como base:

- ◆ Que SAN GABÁN es una empresa de carácter público, por lo que las remuneraciones a considerarse deberán estar enmarcadas bajo ese contexto.
- ◆ Los estudios utilizados como base para el cálculo de las remuneraciones, por ser de carácter específico, tienen el grado de credibilidad requerido para el presente trabajo.



- ◆ Para el caso de SAN GABÁN se determinó la organización óptima para una empresa de las características de SAN GABÁN, que comparte un área administrativa dedicada a las labores de generación y transmisión eléctrica; considerando solamente aquellas áreas que dan soporte a la transmisión y acondicionada al tamaño de la infraestructura de la empresa.

C Homologación de puestos

- ◆ Se homologaran los sueldos de los distintos cargos de nuestra organización de acuerdo al mercado salarial nacional.

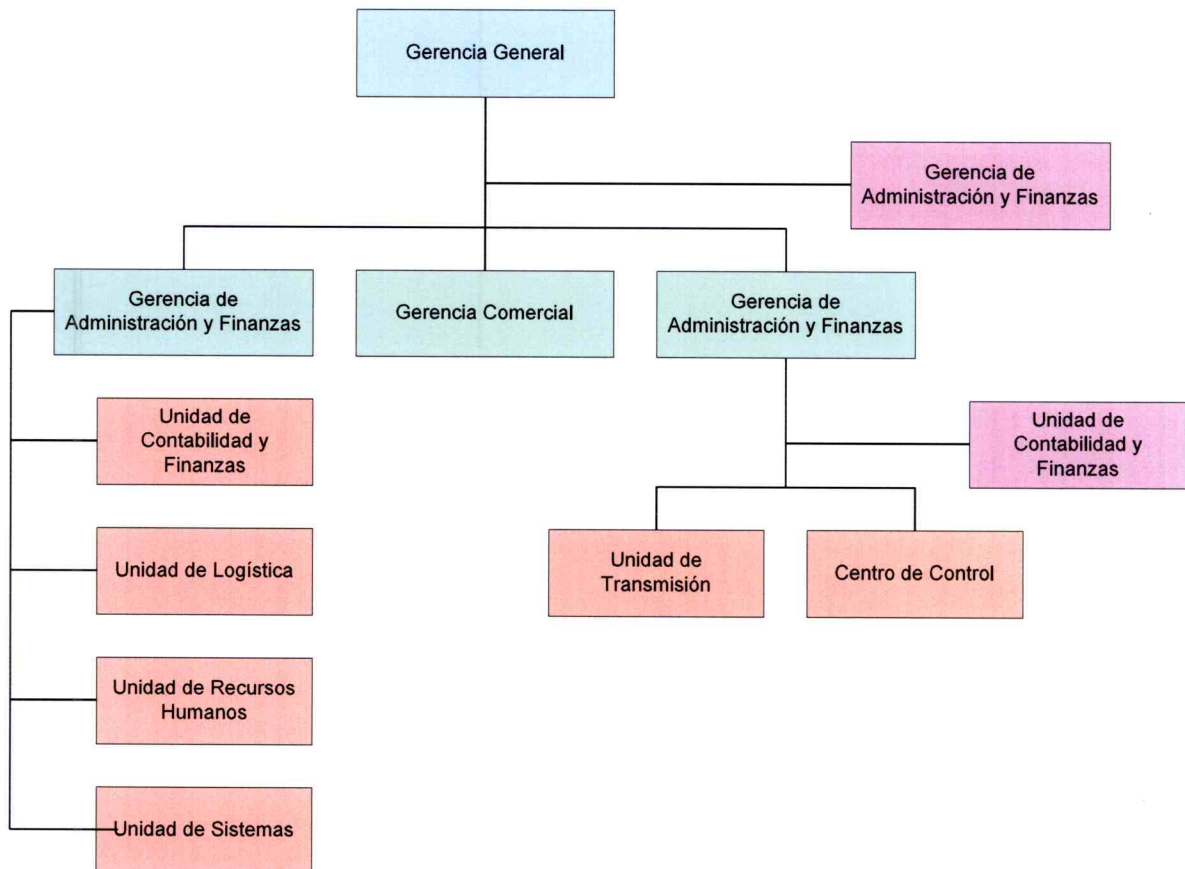
RESULTADOS

A Estructura Orgánica

Tomándose en cuenta los lineamientos mencionados en el punto Metodología ítem A) la estructura orgánica estándar de la empresa considera las siguientes áreas que se pueden ver en el Gráfico N° 4.7-1 y en los Cuadros N° 4.7-1 y N° 4.7-2, (Ver Formularios del N° 501 al N° 510).



Gráfico N° 4.7-1
ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN SAN GABÁN S.A.



Cuadro N° 4.7-1.: Estructura de la Organización Estándar - Área Administrativa Compartida

Cargo	Número de Personal
AREA: GERENCIA GENERAL	
Gerente General	1
Secretaria GG	1
AREA: LEGAL	
Asesor Legal	1
AREA: GERENCIA DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS	
Gerente de Administración y Finanzanzas	1
Secretaria de Gerencia	1
UNIDAD DE CONTABILIDAD Y FINANZAS	



Cargo	Número de Personal
Contador	1
Asistente de Contabilidad	1
Cajero	1
UNIDAD DE LOGISTICA	
Jefe de Logística	1
Recepcionista de Sede	1
Analista de Compras	1
Responsable de Almacén	1
Responsable de Servicios Generales	1
UNIDAD DE RECURSOS HUMANOS	
Jefe de Recursos Humanos	1
Asistente de RR.HH.	1
UNIDAD DE SISTEMAS	
Jefe de Sistemas	1
Analista de sistemas	1
UNIDAD COMERCIAL	
Jefe de Unidad Comercial	1
Analista Comercial	1

Cuadro N° 4.7-2.: Estructura de la Organización Estándar - Área Operativa Exclusiva de Transmisión

Cargo	Número de Personal
AREA: GERENCIA DE OPERACIONES	
Gerente de Operaciones	1
Secretaria de Gerencia	1
UNIDAD DE SEGURIDAD INTEGRAL Y MEDIO AMBIENTE	
Jefe de Seguridad Integral y Medio Ambiente	1
UNIDAD DE TRANSMISIÓN	
Jefe de Unidad de Transmisión	1
Secretaria	1
Supervisores de Mantenimiento LL.TT.	1
Técnico Mantenimiento LL.TT.	1
Supervisores de Mantenimiento SS.EE	1
Técnico Mantenimiento SS.EE	1
CENTRO DE CONTROL	



Jefe de Centro de Control	1
Especialista en Análisis	1

B Determinación de Remuneraciones

Obtención Remuneraciones del Mercado

Para determinar los sueldos y salarios del presente estudio se promedió las remuneraciones del mercado nacional obtenido de las fuentes mencionadas en el acápite de premisas, bajo las siguientes consideraciones:

- ◆ Tal como se sabe, los estudios sobre remuneraciones promedio que proporcionan las diversas consultoras y el Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo, contienen valores correspondientes al promedio, mediana, valores máximos y mínimos. Para el caso de SAN GABÁN, se han considerado remuneraciones para una empresa de tamaño grande, considerando que las áreas administrativas dan soporte no solo a las actividades de transmisión, sino también a la generación.
- ◆ Los valores consignados en el estudio de remuneraciones del Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo, consideran montos brutos antes de descuentos de ley y sin incluir beneficios sociales.
- ◆ Los costos laborales conformados por los beneficios sociales y los descuentos de ley, que se utilizaron para el cálculo de las remuneraciones totales, son los siguientes:

Costos Laborales	Tasa %
Vacaciones	9,00%
CTS (1,17 sueldos anuales)	9,75%
Gratificaciones	16,67%
Seguros	10,24%
Essalud	9,00%
SCRT	1,24%



Composición del Costo de Personal

La empresa SAN GABÁN presenta la siguiente composición de costos directos de personal, considerando el promedio de remuneraciones de mercado, considerando beneficios sociales y descuentos de ley.



Cuadro N° 4.7-3.: Costo de Personal Directo de la Organización SAN GABÁN (US \$)

Cargo	Haber Mensual	Beneficios Sociales	CTS	Total Mensual US \$	Seguros	Gratificación	Total Anual US\$
AREA: GERENCIA GENERAL							
Gerente General	11 410	1 027	1 112	13 549	1 219	2 258	204 325
Secretaria GG	1 423	128	139	1 690	152	282	25 482
AREA: LEGAL							
Asesor Legal	5 097	459	497	6 053	545	1 009	91 275
AREA: ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS							
Gerente de Administración y Finanzas	6 291	566	613	7 471	672	1 245	112 656
Secretaria de Gerencia	1 423	128	139	1 690	152	282	25 482
UNIDAD DE CONTABILIDAD Y FINANZAS							
Contador	3 511	316	342	4 169	375	695	62 873
Asistente de Contabilidad	994	89	97	1 180	106	197	17 800
Cajero	2 981	268	291	3 540	319	590	53 382
UNIDAD DE LOGISTICA							
Jefe de Logística	2 432	219	237	2 888	296	481	43 981
Recepcionista de Sede	598	54	58	710	64	118	10 709
Analista de Compras	994	89	97	1 180	121	197	17 976
Responsable de Almacén	2 115	190	206	2 512	257	419	38 248
Responsable de Servicios Generales	2 115	190	206	2 512	257	419	38 248
UNIDAD DE RECURSOS HUMANOS							
Jefe de Recursos Humanos	2 858	257	279	3 394	305	566	51 180
Asistente de RR.HH.	994	89	97	1 180	106	197	17 800

ST COES - 0245



Cargo	Haber Mensual	Beneficios Sociales	CTS	Total Mensual US \$	Seguros	Gratificación	Total Anual US\$
UNIDAD DE SISTEMAS							
Jefe de Sistemas	2 899	261	283	3 443	310	574	51 914
Analista de sistemas	1 709	154	167	2 029	183	338	30 604
AREA: GERENCIA DE OPERACIONES							
Gerente de Operaciones	5 760	518	562	6 840	700	1 140	104 165
Secretaria de Gerencia	1 423	128	139	1 690	152	282	25 482
UNIDAD DE SEGURIDAD INTEGRAL Y MEDIO AMBIENTE							
Jefe de Seguridad Integral y Medio Ambiente	2 715	244	265	3 224	330	537	49 099
UNIDAD DE TRANSMISIÓN							
Jefe de Unidad de Transmisión	2 351	212	229	2 792	286	465	42 516
Secretaria	1 148	103	112	1 363	123	227	20 558
Supervisores de Mantenimiento LL.TT.	1 606	145	157	1 907	195	318	29 043
Técnico Mantenimiento LL.TT.	1 097	99	107	1 303	133	217	19 838
Supervisores de Mantenimiento SS.EE	1 144	103	112	1 359	139	226	20 688
Técnico Mantenimiento SS.EE	1 036	93	101	1 230	126	205	18 735
CENTRO DE CONTROL							
Jefe de Centro de Control	3 152	284	307	3 743	383	624	56 995
Especialista en Análisis	2 427	218	237	2 882	295	480	43 887
UNIDAD COMERCIAL							
Jefe de Unidad Comercial	6 239	562	608	7 409	667	1 235	111 725
Analista Comercial	2 108	190	206	2 503	225	417	37 749
SUBTOTAL DE REMUNERACION AL PERSONAL							1 474 414



El Cuadro N° 4.7-3 nos muestra la composición del costo de Personal de la empresa SAN GABÁN, sin incluir el costo del Personal asignado a la supervisión del mantenimiento de líneas y subestaciones, así como del personal correspondiente a la operación de subestaciones, estos costos de personal están considerados dentro de los costos de operación y mantenimiento.

Inductores de asignación

El inductor de asignación de costos que se utilizó para determinar el costo de remuneración de personal correspondiente a la transmisión eléctrica, está basado en los valores de la infraestructura de cada empresa simulados:

está basado en los valores totales de la infraestructura perteneciente al grupo, tal como figura en los estados financieros al 31 de diciembre de 2008 publicados en la Memoria Anual 2009 (Ver Anexo N° 03) y según el VNR publicado en el Informe N° 0151-2009-GART, que sustenta la Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD, "Resolución que fija los Precios en Barra período desde el 01 de mayo de 2009 y el 30 de abril de 2010", el cual asciende a US \$ 697 285 (Seiscientos Noventa y Siete Mil Doscientos Ochenta y Cinco Dólares Americanos) y el CMI del SST se tomó del establecido en la fijación de Peajes y Compensaciones para los SST y SCT, período 2009-2013 aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 184-2009-OS/CD, el cual asciende a US \$ 14 964 783 (Catorce Millones Novecientos Sesenta y Cuatro Mil Setecientos Ochenta y Tres Dólares Americanos).

Instalaciones	(US \$)	Factor
Planta de Generación	128 726 725	89,2%
Sistema de Transmisión	15 662 068	10,8%
Total	144 388 793	100,0%

Una vez determinado el costo de remuneración de personal correspondiente a la transmisión, se determinó el porcentaje de dedicación al SPT. Se tomo como premisa, que dicho porcentaje estaba en relación directa al tamaño de la infraestructura, por lo tanto, se utilizó el VNR como un indicador para distribuir dicho monto, siendo los porcentajes de asignación los siguientes:



Sistema	VNR (US \$)	%
SPT	697 285	4,45%
SST	14 964 783	95,55%
Total SAN GABÁN	15 662 068	100,00%

Con este criterio, el costo de remuneración de personal correspondiente al Sistema de Transmisión Principal, es el siguiente:

Cargo	Remuneración Anual	% Dedicación	Monto Transmisión Principal
AREA: DIRECTORIO	38 737	0,48%	187
AREA: GERENCIA GENERAL			
Gerente General	204 325	0,48%	987
Secretaria GG	25 482	0,48%	123
AREA: LEGAL			
Asesor Legal	91 275	0,48%	441
AREA: ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS			
Gerente de Administración y Finanzas	112 656	0,48%	544
Secretaria de Gerencia	25 482	0,48%	123
UNIDAD DE CONTABILIDAD Y FINANZAS			
Contador	62 873	0,48%	304
Asistente de Contabilidad	17 800	0,48%	86
Cajero	53 382	0,48%	258
UNIDAD DE LOGISTICA			
Jefe de Logística	43 981	0,48%	212
Recepcionista de Sede	10 709	0,48%	52
Analista de Compras	17 976	0,48%	87
Responsable de Almacén	38 248	0,48%	185
Responsable de Servicios Generales	38 248	0,48%	185
UNIDAD DE RECURSOS HUMANOS			
Jefe de Recursos Humanos	51 180	0,48%	247
Asistente de RR.HH.	17 800	0,48%	86
UNIDAD DE SISTEMAS			
Jefe de Sistemas	51 914	0,48%	251
Analista de sistemas	30 604	0,48%	148
AREA: GERENCIA DE OPERACIONES			
Gerente de Operaciones	104 165	4,45%	4 637
Secretaria de Gerencia	25 482	4,45%	1 134



Cargo	Remuneración Anual	% Dedicación	Monto Transmisión Principal
UNIDAD DE SEGURIDAD INTEGRAL Y MEDIO AMBIENTE			
Jefe de Seguridad Integral y Medio Ambiente	49 099	4,45%	2 186
UNIDAD DE TRANSMISIÓN			
Jefe de Unidad de Transmisión	42 516	4,45%	1 893
Secretaria	20 558	4,45%	915
Supervisores de Mantenimiento LL.TT.	29 043	4,45%	1 293
Técnico Mantenimiento LL.TT.	19 838	4,45%	883
Supervisores de Mantenimiento SS.EE	20 688	4,45%	921
Técnico Mantenimiento SS.EE	18 735	4,45%	834
CENTRO DE CONTROL			
Jefe de Centro de Control	56 995	4,45%	2 537
Especialista en Análisis	43 887	4,45%	1 954
UNIDAD COMERCIAL			
Jefe de Unidad Comercial	111 725	0,48%	540
Analista Comercial	37 749	0,48%	182
TOTAL	1 513 152		24 415

Dietas del Directorio

Acorde con la empresa modelo de transmisión planteada, se contempla la figura de un directorio, cuyas dietas se han calculado en base a estándares manejados en las diferentes empresas de transmisión. Dicho directorio tiene la siguiente estructura de costos.

Dietas de Directorio	
Número de Directores	5
Dietas por Mes	1
Número de Meses	12
Valor de Dieta (US \$)	646
	38 737
Total Asignado a la Transmisión	10,85%
	4 202
Total Asignado al Transmisión del SPT	4,45%
	187



Total de Gastos de Personal

Considerando tanto los Gastos de Personal y las dietas de Directorio, los gastos de personal total de la empresa son como sigue:

Costo Total de Personal SPT	
Remuneraciones SPT	24 228
Directorio	187
Costo Personal SPT	24 415

4.8. COSTOS DE GESTION NO PERSONALES E INDIRECTOS DE TRANSMISION

Se determinó los gastos de gestión no personales y los costos indirectos asociados al manejo de la infraestructura de transmisión de una Empresa de Transmisión Optimizada bajo el criterio de un Sistema Económicamente Adaptado.

4.8.1. METODOLOGÍA

ANTECEDENTES

SAN GABÁN es una empresa que se dedica exclusivamente a la transmisión de energía eléctrica. Bajo estas circunstancias, con el objetivo de operar la empresa de manera eficiente y bajo el criterio de un sistema Económicamente Adaptado, se costearon los gastos en que incurre para gestionar la infraestructura de transmisión.

PROCEDIMIENTO

En la determinación de los costos de gestión no personales y de los costos indirectos de transmisión, se ha seguido el siguiente procedimiento:

- Analizar la organización de SAN GABÁN y los respectivos centros de costos.
- Obtener la información contable y presupuestal de las áreas de gestión y administración de SAN GABÁN, considerando únicamente los costos relacionados directamente a la Transmisión.
- Proceder al análisis de la información y determinar la clase de gastos y montos que requieren ser desagregados a fin de eliminar las incongruencias contables, los gastos no reconocidos bajo el sistema económicamente adaptado y los que tienen carácter excepcional.



- Establecer los gastos estándar de gestión y administración por áreas.
- Calcular las contribuciones a los Organismos de Supervisión (OSINERGMIN y otros) y COES. (Ver Anexo N° 01).
- Determinar los costos de seguridad y seguros de la infraestructura del sistema Eléctrico.

4.8.2. DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE GESTION NO PERSONALES E INDIRECTOS DE TRANSMISION

ORGANIZACIÓN

La organización planteada para la empresa de transmisión y las respectivas funciones fue vista en el punto 4.7 de este informe.

COSTOS DE GESTIÓN NO PERSONALES

Son los costos asociados a los distintos órganos de gestión que componen SAN GABÁN, requeridos para la realización de sus funciones. Se debe considerar que conforme al manejo contable de la empresa, se ha podido distinguir únicamente aquellos costos generados por SAN GABÁN, por lo que no corresponde el criterio de asignación de dichos costos en función de ningún inductor, criterio que si correspondería en caso de partir de la información correspondiente al SAN GABÁN para determinar los costos que corresponden a la Transmisión.

Cabe resaltar que estos costos no personales no incluyen aquellos asociados a las áreas operativas de la empresa, dichos costos están considerados en el análisis de los costos de operación y mantenimiento. Los tipos de costos considerados dentro del rubro de no personales, son los siguientes:

- Suministros Diversos, que considera los costos de materiales y suministros de oficina, muebles y accesorios, licencias de software y otros necesarios para la Gestión de la empresa modelo de transmisión.
- Servicios de Terceros, que considera los alquileres (si los hubiera), servicios de agua, luz, teléfono, internet, gastos de auditoría, servicios legales y técnicos, servicios contables, servicios de limpieza y cafetería, y otros servicios justificables para la Gestión de la empresa modelo de transmisión.



- Cargas diversas de Gestión, que comprende los gastos de representación, gastos de viaje, suscripciones y otros gastos justificables para la Gestión de la empresa modelo de transmisión.
- Tributos, que comprende todos los tributos, inclusive los aportes a los organismos reguladores establecidos por el Decreto Ley N° 25844 y que tengan incidencia directa o por asignación en la empresa modelo de transmisión. De acuerdo a este dispositivo, todas las empresas del subsector electricidad deben efectuar una aportación, para solventar los gastos de los organismos de supervisión como OSINERGMIN, MEM, de hasta el 1% de sus ingresos por ventas de energía eléctrica. Así mismo, todas las empresas que conforman el COES deben contribuir a financiar el presupuesto de este organismo, en función también a sus ingresos por ventas. La Empresa de Transmisión SAN GABÁN, forma parte del COES por tener instalaciones en el sistema principal de transmisión, por lo tanto contribuye en este rubro.
- Los costos asociados a estos rubros son los siguientes:

Conceptos	Monto Mensual (US \$)	Veces al Año	Total Anual (US \$)
Suministros Diversos			
Material de oficina	512	12	6 140
Material de limpieza	3	12	33
Bienes activos menores a 1/4 UIT	52	12	627
Software y mantenimiento de equipos de computo	132	13	1 714
Suministros diversos	210	14	2 943
Servicios de Terceros			
Combustibles/lubricantes de vehículos	92	12	1 106
Movilidad local/peajes	57	12	688
Correos-Courier	43	12	518
Telefonía fija/celular	516	12	6 190
Servicio satelital	586	12	7 031
Honorarios consultorías	448	12	5 381
Servicios legales	1 260	12	15 114
Servicios de auditoria	566	12	6 794
Honorarios diversos	295	12	3 542
Agua	12	12	139
Luz	6	12	74



Conceptos	Monto Mensual (US \$)	Veces al Año	Total Anual (US \$)
Servicios de limpieza	242	12	2 902
Otros servicios de terceros	1 304	12	15 652
Tributos			
Tributos	46	12	547
Pagos al Organismo Regulador (D.L. 25844)	2 915	12	34 986
Impuesto a las Transacciones Financieras - ITF (1)	239	12	2 863
Cargas Diversas de Gestión			
Publicidad, publicaciones	184	12	2 211
Periódicos, revistas y libros	89	12	1 063
Pasajes aéreos/terrestres	470	12	5 640
Alojamiento y alimentación	1 812	2	3 625
Viáticos de terceros	107	12	1 288
Gastos diversos de gestión	103	12	1 241
TOTAL GASTOS DE GESTION NO PERSONAL			130 050

- La asignación de estos costos al SPT, se realizó considerando como inductor de costos el porcentaje de VNR de dicho sistema respecto del VNR total, obteniéndose lo siguiente:

Conceptos	Monto Mensual (US \$)	Veces al Año	Total Anual (US \$)
Suministros Diversos			
Material de oficina	23	12	273
Material de limpieza	0	12	1
Bienes activos menores a 1/4 UIT	2	12	28
Software y mantenimiento de equipos de computo	6	13	76
Suministros diversos	9	14	131
Servicios de Terceros			
Combustibles/lubricantes de vehículos	4	12	49
Movilidad local/peajes	3	12	31
Correos-Courier	2	12	23
Telefonía fija/celular	23	12	276
Servicio satelital	26	12	313
Honorarios consultorías	20	12	240
Servicios legales	56	12	673



Conceptos	Monto Mensual (US \$)	Veces al Año	Total Anual (US \$)
Servicios de auditoria	25	12	302
Honorarios diversos	13	12	158
Agua	1	12	6
Luz	0	12	3
Servicios de limpieza	11	12	129
Otros servicios de terceros	58	12	697
Tributos			
Tributos	2	12	24
Pagos al Organismo Regulador (D.L. 25844)	130	12	1 558
Impuesto a las Transacciones Financieras - ITF (1)	11	12	127
Cargas Diversas de Gestión			
Publicidad, publicaciones	8	12	98
Periódicos, revistas y libros	4	12	47
Pasajes aéreos/terrestres	21	12	251
Alojamiento y alimentación	81	2	161
Viáticos de terceros	5	12	57
Gastos diversos de gestión	5	12	55
TOTAL GASTOS DE GESTION NO PERSONAL			5 790

COSTOS INDIRECTOS DE TRANSMISIÓN

Los costos indirectos de transmisión, corresponden a aquellos costos que no tienen relación directa con la operación y mantenimiento de la infraestructura.

Son ejemplos típicos los gastos en seguridad y los seguros de la infraestructura eléctrica.

A Seguro de la Infraestructura del Sistema de Transmisión

En este rubro se tomó en cuenta copia de la Póliza Multiriesgo N° 1301-515503, que mantiene el Grupo Aguaytia con la empresa Rímac Internacional Compañía de Seguros y Reaseguros. (Ver Anexo N° 02).

Los montos asegurados y los valores de las primas correspondientes son las siguientes:



Tipo de Seguro	Monto Asegurado (A)	Prima (US\$) (B)	(%) (A/B)
Poliza Multiriesgo N° 1301 - 515503	246 587 500,00	847 752,51	0,34%

Por lo tanto, el monto determinado corresponde a los costos de seguros asociados al VNR total y representa el 0.314 % de dicho monto, tratándose solo del VNR del SPT, el costo de seguros queda como sigue:

Conceptos	US\$
COSTO DE INVERSION	697 285
Prima de Seguros (% de Inversión SPT)	0,344%
TOTAL COSTOS DE SEGUROS	2 397

B Servicios de Vigilancia

SAN GABÁN tiene instalaciones en las Subestaciones de San Gabán y Vizcarra; en las cuales comparte dichas Subestaciones con diferentes empresas. Para el tema de vigilancia, se considera que ésta será prorrateada considerando el valor del equipamiento involucrado de cada propietario en cada una de las Subestaciones.

Con esta premisa y los precios por puesto de vigilancia, se ha calculado los gastos anuales correspondientes al SPT, que por este concepto debe asumir SAN GABÁN, los cuales ascienden a US \$ 5 176. El detalle del costeo de cada puesto de vigilancia de 24 horas, es como se muestra a continuación:

Concepto	12 hrs. Día	12 hrs noche	24 hrs.
REMUNERACION BASICA			
Salario Básico (Rmv)	214	214	427
Asignación Familiar (10 % Rmv)	21	21	43
Sub Total Remuneración Básica	235	235	470
Horas Extras (1.25 dos 1ras. Hr. Y 1.35 sigui.)	139	139	278
Bonificación Nocturna (30 %Rmv)		64	64
Sub Total Ingreso Mensual	374	438	812
Por Días Feriados	19	22	41
Por Días de Descanso Físico	65	77	142



Concepto	12 hrs. Día	12 hrs noche	24 hrs.
TOTAL REMUNERACIONES (A)	458	536	994
DERECHOS SOCIALES			
Vacaciones (B) 8.33% de (A)	38	45	83
Gratificación (C) 16.67% de (A)	76	89	166
CTS (D) 8.33% de (A) + (C)	45	52	97
CARGAS SOCIALES			
Essalud 9,00 % de (A)+(B)+(C)	52	60	112
Seguro - SCTR 1,24 % de (A)+(B)+(C)	7	8	15
Total Derechos y Cargas Sociales	218	255	473
TOTAL COSTO DIRECTO MENSUAL	676	791	1 467
Gastos Operativos Radio y Arma (6% CD)	41	47	88
Gastos Generales (10% CD)	68	79	147
TOTAL COSTOS	784	918	1 701
UTILIDAD (15%)	118	138	255
VALOR VENTA SERVICIO (US \$)	901	1 056	1 957

El porcentaje de asignación correspondiente al SPT, son los siguientes:

SUBESTACION	%
AZÁNGARO	10,43%

Considerando el número de propietarios en cada Subestación, y el valor de la infraestructura que pertenecen al SPT, el monto por concepto de seguridad asignado a SAN GABÁN es el siguiente:

Subestación	Tipo Operación	Turno		Precio Unitario Mensual		Costo	
		12 H	24 H	12 H	24 H	Mensual	Anual (US \$)
Azángaro	1		2		1 957	204	2 449
TOTAL							2 449

Como ya expresamos, la consolidación de estos 2 gastos constituyen los costos indirectos de transmisión que asciende a US \$ 4 777 tal como se observa en el Cuadro N° 4.8-1.



Cuadro N° 4.8-1.: Costos Indirectos de Transmisión – SPT - (En US \$)

Concepto	Monto US \$
Servicios de Seguridad	2 449
Seguros de Infraestructura	2 397
Total	4 846

4.9. RESULTADOS

En el Cuadro N° 4.9-1 se muestran los resultados de la asignación de costos al Sistema Principal de Transmisión de SAN GABÁN.

Cuadro N° 4.9-1.: Costo de Operación y Mantenimiento - (En US \$)

Descripción	COyM SPT
OPERACIÓN	12 722
Operación de CC	8 068
Operación de Subestaciones	4 654
MANTENIMIENTO	17 311
Líneas de Transmisión	-
Subestaciones	11 369
Centro de Control y Telecomunicación	5 941
GESTIÓN	28 518
Personales	24 413
No Personales	4 105
APORTES D.L.N° 25844	1 558
ITF	127
SEGURIDAD	2 449
SEGUROS	2 397
TOTAL COyM	65 083

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).



5. DETERMINACIÓN DEL COSTO ANUAL TOTAL DE TRANSMISIÓN Y PEAJE ANUAL

El CTT se calcula sumando la anualidad de los Costos de Inversión (@VNR) y los Costos de Operación y Mantenimiento (COyM).

El @VNR calcula para una vida útil de 30 años y una tasa de actualización anual del 12 %.

Tasa de actualización mensual se calcula con la tasa de actualización anual, obtenida mediante la siguiente expresión:

$$TAM = \sqrt[12]{1+12\%} - 1$$

En el Cuadro N° 5.1-1, se presenta el detalle de los CTT y Peajes Anuales.

Cuadro N° 5.1-1.: Detalle de los CTT y Peaje Anual del Sistema Principal de Transmisión de SAN GABÁN

Instalaciones	VNR	aVNR	COyM	Costo Total de Transmisión	Peaje Anual
	US\$	US\$/Año	US\$/Año	US\$/Año	S./mes
SPT	697 285	86 564	65 083	151 646	425 975
Tipo de Cambio	2,809	30 de diciembre de 2010			
Tasa	12%				
Vida Útil	30				
Mensualidad	0,009488793				



6. FORMULA DE ACTUALIZACIÓN DE LOS CMA, PEAJES Y COMPENSACIONES

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:

$$FA = \left(a \frac{Tc}{Tc_o} + b \frac{IPM}{IPM_o} + c \frac{Pc}{Pc_o} + d \frac{Pal}{Pal_o} \right)$$

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.

TC_o : 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.
- IPM₀ : 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)".
- Pc₀ = 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.
- Pal₀ = 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° 6.1-1, 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 N° 6.1-1.: Factores de Actualización

INSTALACION	VALOR PRESENTE				
	Procedencia Extranjera	Procedencia Nacional	Aluminio	Cobre	TOTAL
	US \$	US \$	US \$	US \$	Mil S/.
Líneas de Transmisión					
Subestaciones	334 527,87	426 045,77	-	1 794,37	762 368,01
TOTAL	334 527,87	426 045,77	-	1 794,37	762 368,01
INSTALACION	COEFICIENTES				
	Procedencia Extranjera	Procedencia Nacional	Aluminio	Cobre	TOTAL
Líneas de Transmisión					
Subestaciones	0,4388	0,5588	-	0,0024	1,0000
TOTAL	0,4388	0,5588	-	0,0024	1,0000



7. ANEXOS

ANEXO N° 1 : APORTES PARA CUBRIR EL PRESUPUESTO DE GASTOS OPERATIVOS DEL COES SINAC PARA EL EJERCICIO 2010.

ANEXO N° 2 : COPIA DE POLIZA MULTIRIESGO N° 1301-515503.

ANEXO N° 3 : MEMORIA ANUAL 2009.

ANEXO N° 4 : FORMULARIOS CÁLCULOS DEL COYM.

**ANEXO N° 01: APORTES PARA CUBRIR EL
PRESUPUESTO DE GASTOS OPERATIVOS DEL COES
SINAC PARA EL EJERCICIO 2010**

**DETERMINACION DEL PORCENTAJE DE PARTICIPACION DE LAS EMPRESAS INTEGRANTES EN LA
COBERTURA DEL PRESUPUESTO DE GASTOS OPERATIVOS DEL COES - AÑO 2010**
(Cifras en miles de Nuevos Soles)

Nº	EMPRESAS	MONTO POR ENERGÍA	MONTO POR POTENCIA	INGRESOS por Serv. Trans.	TOTAL GENERAL	PORCENTAJE PARTICIPACION	CUARTA CUOTA S
GENERADORAS							
1	ELECTROPERU S.A.	631 161	171 317	530	803 008	11.056291%	710 830
2	EDEGEL S.A.A.	670 426	174 375	5 565	850 387	11.708632%	752 770
3	DUKE ENERGY EGENOR S. EN C. POR A.	210 802	62 409	0	273 212	3.761739%	241 849
4	SN POWER PERU S.A.	151 423	42 680	22 430	216 513	2.981084%	191 660
5	SHOUGANG GENERACION ELÉCTRICA S.A.A.	15 303	3 958	0	19 260	0.265186%	17 049
6	EMPRESA ELÉCTRICA DE PIURA S.A.	65 572	16 165	0	61 737	1.125405%	72 354
7	TERMOSELVA S.R.L.	107 852	28 184	0	136 036	1.873028%	120 421
8	EMPRESA DE GENERACION ELÉCTRICA MACHUPICCHU S.A.	68 858	18 455	1 845	85 258	1.173852%	75 499
9	EMPRESA DE GENERACION ELÉCTRICA DE AREQUIPA S.A.	76 282	24 021	611	100 914	1.389448%	89 330
10	EMPRESA DE GENERACION ELÉCTRICA DEL SUR S.A.	11 842	5 805	150	17 796	0.245031%	15 754
11	ENERSUR S.A.	461 302	121 744	479	583 525	8.034320%	516 542
12	EMPRESA DE GENERACION ELÉCTRICA SAN GABÁN S.A.	60 780	19 265	287	80 342	1.106200%	71 120
13	SOCIEDAD MINERA CORONA S.A.	13 077	3 154	0	16 230	0.223471%	14 367
14	KALLPA GENERACION S.A.	140 240	45 339	0	185 579	2.555169%	164 277
15	GENERADORA DE ENERGIA DEL PERU S.A.	2 677	755	0	3 433	0.047262%	3 039
16	SDF ENERGIA S.A.C.	17 747	4 059	0	21 802	0.300189%	19 300
17	HIDROELECTRICA SANTA CRUZ S.A.C.	2 139	585	0	2 724	0.037506%	2 411
18	ESCO CIA. DE SERVICIOS DE ENERGIA S.A.C.	2 440	562	0	3 002	0.041328%	2 657
19	COMPAÑIA ELECTRICA EL PLATANAL S.A.	85 078	41 211	0	106 287	1.463427%	94 085
20	CHINANGO S.A.C.	95 590	31 351	0	126 941	1.747804%	112 370
21	MAJA ENERGIA S.A.C.	1 007	333	0	1 340	0.016117%	1 038
22	AGROINDUSTRIAL PARAMONGA	7 647	3 615	0	11 262	0.125880%	8 080
23	SINDICATO ENERGETICO S.A.	5 684	1 873	0	7 557	0.080059%	5 147
TRANSMISORAS							
1	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	0	0	241 382	241 382	3.323487%	213 673
2	ETSELVA S.R.L.	0	0	22 774	22 774	0.313566%	20 160
3	INTERCONEXION ELÉCTRICA ISA PERU S.A.	0	0	31 058	31 058	0.427631%	27 493
4	CONSORCIO TRANSMANTARO S.A.	0	0	95 862	95 862	1.319883%	84 858
5	CONSORCIO ENERGETICO DE HUANCVELICA S.A.	0	0	14 059	14 059	0.193574%	12 445
6	RED ELÉCTRICA DEL SUR S.A.	0	0	39 824	39 824	0.548323%	35 253
7	COMPAÑIA TRANSMISORA NORPERUANA S.R.L.	0	0	1 199	1 199	0.016503%	1 061
DISTRIBUIDORAS							
1	EDELNOR S.A.	491 818	151 333	0	643 151	8.855279%	569 323
2	ELECTROCENTRO S.A.	52 548	20 803	0	73 351	1.007189%	64 754
3	ELECTRONOROESTE S.A.	74 214	24 139	0	98 354	1.354192%	87 084
4	ELECTRONORTE S.A.	54 533	15 737	0	70 270	0.967518%	62 204
5	ELECTROSUR S.A.	30 971	9 368	2 474	42 813	0.589473%	37 898
6	ELECTRO SUR ESTE S.A.A.	35 398	13 843	0	49 241	0.677978%	43 588
7	ELECTRO DUNAS S.A.A.	61 545	17 496	0	79 041	1.088278%	69 987
8	HIDRANDINA	139 225	43 287	5 266	187 778	2.585437%	166 223
9	LUZ DEL SUR S.A.A.	569 411	167 213	0	735 624	10.126508%	651 161
10	SEAL S.A.	75 209	24 743	1 730	101 681	1.400011%	90 006
CLIENTES LIBRES							
1	CEMENTO ANDINO S.A.	12 015	2 860	374	15 249	0.209955%	13 498
2	CEMENTOS LIMA S.A.	27 668	4 369	0	32 036	0.441095%	28 359
3	CEMENTOS PACAMAYO S.A.A.	17 456	3 020	0	20 476	0.281920%	18 125
4	CERAMICA LIMA S.A.	5 557	1 490	0	7 046	0.097020%	6 238
5	CERÁMICA SAN LORENZO S.A.C	2 643	675	0	3 318	0.045685%	2 937
6	COMPAÑIA DE MINAS BUENAVENTURA S.A.A.	18 125	4 231	0	22 356	0.307810%	19 760
7	COMPAÑIA INDUSTRIAL TEXTIL CREDISA - TRUTEX S.A.A.	6 588	1 826	0	8 414	0.115853%	7 448
8	COMPAÑIA MINERA ANTAMINA S.A.	58 848	16 646	767	76 258	1.049970%	67 505
9	COMPAÑIA MINERA ARES S.A.C.	14 922	3 525	0	18 447	0.253992%	16 330
10	COMPAÑIA MINERA CONDESTABLE S.A.	7 730	1 795	0	9 524	0.131135%	8 431
11	COMPAÑIA MINERA MILPO S.A.A.	15 616	2 699	0	18 315	0.252168%	16 212
12	CORPORACION ACEROS AREQUIPA S.A.	43 446	2 829	0	46 274	0.637129%	40 962
13	DOE RUN PERU S.R.L.	25 799	5 986	0	31 785	0.437631%	28 136
14	EMPRESA MINERA LOS QUENUALES S.A.	8 403	1 752	0	10 155	0.139823%	8 990
15	EXSA S.A.	715	203	0	917	0.012630%	812
16	FUNDACION CALLAO S.A.	1 344	185	0	1 529	0.021054%	1 354
17	GLORIA S.A.	6 176	1 809	0	7 985	0.107183%	6 891
18	GOLD FIELDS LA CIMA S.A.	13 487	3 297	0	16 784	0.230814%	14 839
19	MESSER GASES DEL PERU S.A.						
20	METALURGICA PERUANA S.A.	5 426	318	0	5 742	0.079060%	5 083
21	MINERA COLQUISIRI S.A.	2 094	505	0	2 600	0.035796%	2 301
22	MINERA YANACOCHA S.R.L.	54 716	12 445	0	67 162	0.924724%	59 452
23	MINSUR S.A.	11 170	2 022	0	13 193	0.181642%	11 678
24	PAPELERA NACIONAL S.A.	4 255	1 145	0	5 400	0.074350%	4 780
25	PERUBAR S.A.	219	59	0	278	0.003833%	246
26	PRODUCTOS TISSUE DEL PERU S.A.	7 931	1 856	0	9 787	0.134754%	8 684
27	QUIMPAC S.A.	28 289	2 511	0	30 780	0.423801%	27 247
28	SHOUGANG HIERRO PERU S.A.A.	28 610	7 258	0	35 868	0.493850%	31 751
29	SOCIEDAD MINERA CERRO VERDE S.A.A.	113 128	28 875	0	142 003	1.955184%	125 702
30	SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION	150 620	35 413	0	186 033	2.561417%	164 678
31	TECNOLOGICA DE ALIMENTOS S.A.	2 450	510	0	2 960	0.040753%	2 620
32	CERVECERIAS PERUANAS BACKUS S.A.A.	9 571	2 509	0	12 080	0.166328%	10 694
33	VOLCAN COMPAÑIA MINERA S.A.A.	34 848	7 897	0	42 548	0.585796%	37 662
34	XSTRATA TINTAYA S.A.	24 669	5 660	0	30 329	0.417588%	26 848
35	YURA S.A.	10 007	2 953	0	12 960	0.176147%	11 479
36	MINERA BARRICK MISQUICHILCA S.A.	12 183	2 775	0	14 958	0.206593%	13 294
37	INDUSTRIAS CACHIMAYO S.A.	16 062	3 655	0	19 717	0.271480%	17 454
38	EMPRESA SIDERURGICA DEL PERU S.A.A.	21 358	1 897	0	23 255	0.320189%	20 586
39	COMPAÑIA MINERA MISKI MAYO S.R.L.	2 329	871	0	3 200	0.017128%	2 811
79	TOTAL	5 293 028	1 487 084	488 795	7 268 907	100.00%	6 429 190

TOTAL COBERTURA = 0.2204

**APORTES NO REEMBOLSABLES DE LAS EMPRESAS INTEGRANTES
PARA FINANCIAR EL PRESUPUESTO DE GASTOS OPERATIVOS DEL COES-SINAC 2010**
(Cifras en Nuevos Soles)

Cuadro N° 2

N°	EMPRESAS	PORCENTAJE PARTICIPACION	CUARTA CUOTA	INTERESES 1RA. C. 2010	INTERESES 2DA. C. 2010	INTERESES 3RA. C. 2010	TOTAL APORTES
GENERADORAS							
1	ELECTROPERU S.A.	11.056291%	710 830				710 830.00
2	EDEGEL S.A.A.	11.708632%	752 770				752 770.00
3	DUKE ENERGY EGENOR S. EN C. POR A.	3.761739%	241 849				241 849.00
4	SN POWER PERU S.A.	2.981084%	191 680				191 660.00
5	SHOUGANG GENERACION ELÉCTRICA S.A.A.	0.265189%	17 049				17 049.00
6	EMPRESA ELÉCTRICA DE PIURA S.A.	1.125405%	72 354				72 354.00
7	TERMOSELVA S.R.L.	1.873029%	120 421				120 421.00
8	EMPRESA DE GENERACION ELÉCTRICA MACHUPICCHU S.A.	1.173852%	75 469				75 469.00
9	EMPRESA DE GENERACION ELÉCTRICA DE AREQUIPA S.A.	1.389446%	89 330				89 330.00
10	EMPRESA DE GENERACION ELÉCTRICA DEL SUR S.A.	0.245031%	15 754				15 754.00
11	ENERSUR S.A.	8.034320%	518 542				518 542.00
12	EMPRESA DE GENERACION ELÉCTRICA SAN GABÁN S.A.	1.106200%	71 120				71 120.00
13	SOCIEDAD MINERA CORONA S.A.	0.223471%	14 367				14 367.00
14	KALLPA GENERACION S.A.	2.555169%	164 277				164 277.00
15	GENERADORA DE ENERGIA DEL PERU S.A.	0.047262%	3 039				3 039.00
16	SDF ENERGIA S.A.C.	0.300189%	19 300				19 300.00
17	HIDROELECTRICA SANTA CRUZ S.A.C.	0.037508%	2 411				2 411.00
18	ESCO CIA. DE SERVICIOS DE ENERGIA S.A.C.	0.041328%	2 657				2 657.00
19	COMPAÑIA ELECTRICA EL PLATANAL S.A.	1.463427%	94 086				94 086.00
20	CHINANGO S.A.C.	1.747804%	112 370				112 370.00
21	MAJA ENERGIA S.A.C	0.016117%	1 036				1 036.00
22	AGROINDUSTRIAL PARAMONGA S.A.A.	0.125680%	8 080				8 080.00
23	SINDICATO ENERGETICO S.A.	0.080059%	5 147				5 147.00
TRANSMISORAS							
1	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	3.323487%	213 673				213 673.00
2	ETESSELVA S.R.L.	0.313566%	20 160				20 160.00
3	INTERCONEXION ELÉCTRICA ISA PERU S.A.	0.427631%	27 493			22.92	27 515.92
4	CONSORCIO TRANSMANTARO S.A.	1.319883%	84 858			47.09	84 905.09
5	CONSORCIO ENERGETICO DE HUANCAMELICA S.A.	0.193574%	12 445				12 445.00
6	RED ELÉCTRICA DEL SUR S.A.	0.548323%	35 253				35 253.00
7	COMPAÑIA TRANSMISORA NORPERUANA S.R.L.	0.016503%	1 061			1.77	1 062.77
DISTRIBUIDORAS							
1	EDELNOR S.A.	8.855279%	569 323				569 323.00
2	ELECTROCENTRO S.A.	1.007189%	64 754				64 754.00
3	ELECTRONOROESTE S.A.	1.354192%	87 064				87 064.00
4	ELECTRONORTE S.A.	0.987518%	62 204				62 204.00
5	ELECTROSUR S.A.	0.589473%	37 898				37 898.00
6	ELECTRO SUR ESTE S.A.A	0.677978%	43 588				43 588.00
7	ELECTRO DUNAS S.A.A.	1.086278%	69 967				69 967.00
8	HIDRANDINA S.A.	2.585437%	166 223				166 223.00
9	LUZ DEL SUR S.A.A.	10.128508%	651 181				651 181.00
10	SEAL S.A.	1.400011%	90 009				90 009.00
CLIENTES LIBRES							
1	CEMENTO ANDINO S.A.	0.209955%	13 498	588.13	130.81	71.75	14 288.59
2	CEMENTOS LIMA S.A.	0.441095%	28 359				28 359.00
3	CEMENTOS PACASMAYO S.A.A.	0.281920%	18 125				18 125.00
4	CERAMICA LIMA S.A.	0.097020%	6 238				6 238.00
5	CERÁMICA SAN LORENZO S.A.C	0.045685%	2 937			6.54	2 943.54
6	COMPAÑIA DE MINAS BUENAVENTURA S.A.A.	0.307810%	19 790				19 790.00
7	COMPAÑIA INDUSTRIAL TEXTIL CREDISA - TRUTEX S.A.A.	0.115853%	7 448		40.26		7 488.26
8	COMPAÑIA MINERA ANTAMINA S.A.	1.049970%	67 505				67 505.00
9	COMPAÑIA MINERA ARES S.A.C.	0.253992%	16 330		294.77		16 624.77
10	COMPAÑIA MINERA CONDESTABLE S.A.	0.131135%	8 431				8 431.00
11	COMPAÑIA MINERA MILPO S.A.A.	0.252168%	16 212			118.28	16 330.28
12	CORPORACION ACEROS AREQUIPA S.A.	0.637129%	40 962				40 962.00
13	DOE RUN PERU S.R.L.	0.437631%	28 136				28 136.00
14	EMPRESA MINERA LOS QUENUALES S.A.	0.139823%	8 990			7.50	8 997.50
15	EXSA S.A.	0.012630%	812			0.23	812.23
16	FUNDICION CALLAO S.A.	0.021054%	1 354				1 354.00
17	GLORIA S.A.	0.107183%	6 891				6 891.00
18	GOLD FIELDS LA CIMA S.A.	0.230814%	14 839				14 839.00
19	MESSER GASES DEL PERU S.A.	0.000000%	0				0.00
20	METALURGICA PERUANA S.A.	0.079060%	5 083	260.29	91.30	40.41	5 475.00
21	MINERA COLQUISIRI S.A.	0.035796%	2 301				2 301.00
22	MINERA YANACOCCHA S.R.L.	0.924724%	59 452				59 452.00
23	MINSUR S.A.	0.181642%	11 678			12.98	11 690.98
24	PAPELERA NACIONAL S.A.	0.074350%	4 780				4 780.00
25	PERUBAR S.A.	0.003833%	246			0.21	246.21
26	PRODUCTOS TISSUE DEL PERU S.A.	0.134754%	8 664		233.23	16.86	8 914.09
27	QUIMPAC S.A.	0.423801%	27 247				27 247.00
28	SHOUGANG HIERRO PERU S.A.A.	0.493850%	31 751				31 751.00
29	SOCIEDAD MINERA CERRO VERDE S.A.A.	1.955184%	125 702				125 702.00
30	SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION, SUCURSAL PERU	2.561417%	164 678				164 678.00
31	TECNOLOGICA DE ALIMENTOS S.A.	0.040753%	2 620				2 620.00
32	CERVECERIAS PERUANAS BACKUS S.A.A.	0.166328%	10 694				10 694.00
33	VOLCAN COMPAÑIA MINERA S.A.A.	0.585796%	37 662			83.79	37 745.79
34	XSTRATA TINTAYA S.A.	0.417588%	26 848				26 848.00
35	YURA S.A.	0.178444%	11 473				11 473.00
36	MINERA BARRICK MISQUICHILCA S.A.	0.205957%	13 241				13 241.00
37	INDUSTRIAS CACHIMAYO S.A.	0.271480%	17 454				17 454.00
38	EMPRESA SIDERURGICA DEL PERU S.A.A.	0.320189%	20 586				20 586.00
39	COMPAÑIA MINERA MISKI MAYO S.R.L.	0.017128%	1 101				1 101.00
79	TOTAL S/.	100.00%	6 429 190	848.42	790.37	449.74	6 431 278.53

ST COES - 17 0205

D.F.

**ANEXO N° 02: COPIA DE POLIZA MULTIRIESGO N°
1301-515503**



POLIZA MULTIRIESGO Nro. 1301 - 515503 Condiciones Particulares

Contratante : AGUAYTIA ENERGY DEL PERU S.R.L. ** ENDOSO **
Objeto Social : C1110 EXTRAC.DE PETROLEO CRUDO Y GAS NATURAL
Dirección : AV VICTOR ANDRES BELAUNDE 147 802
Distrito : SAN ISIDRO LIMA Teléfono : 6115000 Trámite Nro : SI827946-01
Los representantes y Directores, figuran debidamente registrados en nuestros archivos. RUC : 20297660536
Operación : 400854658
Moneda : US\$ DÓLAR AMERICANO

Anexo de Póliza

SECTION I - DOWNSTREAM

TYPE:
All Risks of Direct Physical Loss or Damage including Machinery Breakdown, Earthquake, Flood and Windstorm including Business Interruption and Contingent Business Interruption as original.

ORIGINAL INSURED:
Aguaytia Energy del Perú S.R.Lda., Termoselva S.R.L., Eteselva S.R.L., Gas Integral S.R.L.; Aguaytia Energy L.L.C., Peru Energy Holdings, L.L.C., Maple Gas Development Corporation, P.I.D.C. Aguaytia L.L.C., IGC Aguaytia Partners L.L.C., Conduit Capital Partner, L.L.C.; Citibank del Perú S.A.; Scotiabank Perú S.A.; BWS Sociedad Titulizadora S.A.; Petroperú S.A.; Perupetro S.A.; Orus S.A.; Compass Selva Catering y Servicios Perú S.A.; PIC del Perú S.A.; Red de Energía del Perú S.A.; Export Import; Servicios Señor de Sipán; Valper S.R.L.; Transportes Comerciales Fradera EIRL and their divisions or subsidiaries as were, are or may hereafter be constituted and any entity for which they had or have responsibility for placing Insurance

PERIOD:
31st July 2009 to 31st December 2009 15.00 hrs Local Standard Time at the address of the Original Insured, as original and/or all as original.

SITUATION:
Peru as original.

INTEREST:

SECTION I - PROPERTY

All real and personal property of every kind and description but not limited to property of the Assured and/or property of others held by the Assured in trust or in commission or in consignment and/or in the Assured's care custody and Control and/or for which the Assured may be held legally liable and/or in course of construction, installation, erection, assembly and/or improvements and betterments and/or documents and models and any other property for which the Assured is responsible for or has agreed to insure, including Transmission and Distribution lines only.

SECTION II - BUSINESS INTERRUPTION / CONTINGENT BUSINESS INTERRUPTION

Loss of Profit and Contingent Loss of Profit

DECLARED VALUES SECTION I
US\$ 246,587,500

SECTION II
US\$ 69,000,000 (Annual Gross Profit) Indemnity period 15 months.

LIMITS (100%): SECTIONS I and II

- 100,000,000 each and every loss. In respect of Earthquake (Shock and Fire Following) and Flood separately and in the annual aggregate.
 - with the following sub limits:
 - US\$ 50,000,000 Combined Single Limit each and every loss for Boiler & Machinery Breakdown including Business Interruption.
 - US\$ 25,000,000 each and every loss and in the annual aggregate in respect of Strikes, Riots Civil Commotion, Malicious Damage including Business Interruption.
 - US\$ 12,000,000 each and every loss in respect of in respect of Expediting Expenses Newly Acquired Property, Architects / Engineers and Surveyors Fees and First party Clean-Up.
 - US\$ 12,000,000 each and every loss in respect of Fire Fighting, Rewriting of Records and Expenses incurred through measures taken by Authorities or the Insured to prevent, avoid, cut-off or extinguish or impede the spreading of Fire or other peril insured against.
 - US\$ 12,000,000 each and every loss in respect of Minor Works.
 - US\$ 7,500,000 each and every in respect of Debris Removal /Clean Up Costs.
 - US\$ 7,500,000 each and every loss in respect of care, custody or control.
 - US\$ 12,000,000 Combined Single Limit each and every loss in respect of Customers' and Suppliers' and Power and Public Utilities Extension.
 - US\$ 12,000,000 Combined Single Limit each and every loss in respect of Prevention/Denial of Access, Rental Value Extension and Extra Expense Extension Clause.
- ancia San Isidro, 11 de Agosto de 2009

CONTRATANTE / ASEGURADO

JACMONTAY

De Acuerdo con el Art. 341 de la ley 26702, agradeceremos devolver una copia de la presente a la Compañía debidamente firmada por el Asegurado.
Registro S.B.S. 0045 C : 553486

RIMAC INTERNACIONAL
Cia. de Seguros y Reaseguros

MAY 2009
ST COESTAS 0267
RIMAC SEGUROS

DEDUCTIBLES:

SECTION I

US\$ 250,000 each and every loss, but US\$ 500,000 each and every loss in respect of the Power Plant.

In respect of Earthquake, 5% of the location value (noting that pipelines constitute a separate location for the purpose of this Excess), subject to a minimum of US\$ 500,000 each and every loss.

SECTION II

45 days waiting period each and every loss

CONDITIONS:

Terms and conditions as per expiring wording

Agree waive Rights of Subrogation against Contractors/Sub-Contractors

Demolition Clause as original

1 Average Clause

It is noted that parts and spares of the turbines may be re-conditioned for a second time by the manufacturer, Alsthom. Provided that Alsthom guarantees this work in writing to the Insured, these parts and spares are deemed insured under this policy.

CHOICE OF LAW & JURISDICTION:

Peruvian Law and jurisdiction.

NET PREMIUM:

US\$ 847,752.51 annual

US\$ 355,359.23 for period

PAYMENT TERMS:

45 days from inception

Policy includes but is not limited to:

- Increased Cost of Construction Clause.
- Notification of Loss Clause.
- Arbitration Clause.
- Permits and Use Extension Clause.
- Partial Payment Clause.
- Demolition Clause.
- Testing and Commissioning Clause.
- Service of Suit Clause.
- Seepage, Pollution and Contamination Exclusion Clause NMA 1999b.
- Loss Payees and Mortgagees as applicable.
- War and Terrorism Exclusion Clause NMA 2918.
- Replacement Cost basis
- Omissions Clause
- Expediting Expenses Clause, sublimit to USD 10,000,000 each and every loss
- Immediate Repairs Clause.
- Fees Clause.
- Expenses to Minimise a Loss Clause, sublimit to USD 1,000,000 each and every loss
- New Properties Clause Architects', Engineers' and Surveyors' Fees.
- Electronic Date Recognition Clause EDRC B NMA 2801 Clause.
- Cyber Exclusion Clause NMA 2915.
- Records and Documents Clause.
- Public Authorities Clause, sublimit to USD 25,000,000 each and every loss
- Seventy Two Hour Clause.
- Temporary Removal Clause.
- Waivers of Rights of Recourse Clause.
- Notice of Cancellation Clause as attached.
- Excluding Control of Well / Oil and Gas Wells / Associated Coverages and Business Interruption following therefrom.
- All Political Risk exclusion

INFORMATION

Loss record, since plant operations commenced

1998 No losses

1999 No losses

2000 No losses

2001 No losses

2002 No losses

2003 GT11 - US\$ 200,000 - Paid

2004 GT12 - US\$ 5'929,863 - Paid

2005 No Losses

2006 No losses
2007 No losses
2008 No losses

AGUAYTIA ENERGY / TERMOSELVA / ETESSELVA
SCHEDULE OF VALUES (USD)

A) POWER PLANT		US\$100'000,000
B) TRANSMISSION		US\$ 21'320,800
- Aguaytia Substation	US\$ 4'923,600	
- Tingo Maria Substation	US\$ 10'289,000	
- Vizcarra Substation	US\$ 3'729,300	
- Paramonga Substation	US\$ 2'378,900	
C) OIL & GAS		US\$108'308,000
- Gas Plant	US\$ 34'627,000	
- Pipelines	US\$ 48'165,000	
- Fractionation Plant	US\$ 23'029,000	
- LPG Transfer Site	US\$ 2'487,000	
D) OTHERS		
- Buildings		US\$ 2'398,700
- Inventories		US\$ 14'560,500
TOTAL		US\$246'587,500
BUSINESS INTERRUPTION (Gross Profit Basis)		US\$ 69'000,000

NOTICE OF CANCELLATION CLAUSE

Notwithstanding that this insurance is for a period of 12 months, it may be cancelled by either the Insurers or the Insured giving 60 days notice to take effect from the time of the anniversary of the inception of this insurance.

The Insurers may agree however to continue this insurance subject to agreement between the Insurers and the Insured prior to the expiry of such notice of cancellation as to rate of premium and/or conditions and/or warranties.

In the event of cancellation of this insurance by reason of the operation of this clause, a net return of any premium paid to the Insurers in respect of the period subsequent to such cancellation shall be payable to the Insured.

SECTION II - UPSTREAM

TYPE:
Package Insurance (Upstream)

ORIGINAL INSURED:

Aguaytia Energy del Perú S.R.Ltda., Termoselva S.R.L., Eteselva S.R.L., Gas Integral S.R.L.; Aguaytia Energy L.L.C., Peru Energy Holdings, L.L.C., Maple Gas Development Corporation, P.I.D.C. Aguaytia L.L.C., IGC Aguaytia Partners L.L.C., Conduit Capital Partner, L.L.C.; Citibank del Perú S.A.; Scotiabank Perú S.A.; BWS Sociedad Titulizadora S.A.; Petroperú S.A.; Perupetro S.A.; Orus Selva S.A.; Compass Selva Catering y Servicios Perú S.A.; PIC del Perú S.A.; Red de Energía del Perú S.A.; Export Import; Servicios Señor de Sipán; Valper S.R.L.; Transportes Comerciales Fradera EIRL and their divisions or subsidiaries as were, are or may hereafter be constituted and any entity for which they had or have responsibility for placing Insurance.

PERIOD:

From: 31st July, 2009
To: 31st December, 2009
Both days at 15.00 hours Local Standard Time.

INTEREST:

Section I

All Real and Personal Property, as scheduled of the Original Insured relating to Oil and Gas activities at various locations in the Republic of Peru.

Section II

Cost of Control of Well, Limited Cost of Redrilling / Extra Expenses, Seepage and Pollution, Deliberate Well Firing, Making Wells Safe, Evacuation Expenses, Care, Custody and Control, Underground Blowout, Contingent Joint Venture, Turnkey Well Endorsement as attached.

LIMIT / SUM INSURED:

Section I

US\$ 5'455,000 Well, Well Head equipment and flowlines

Section II

US\$ 12'000,000 Combined Single Limit any one accident or occurrence in respect of drilling wells.

US\$ 7'500,000 Combined Single Limit any one accident or occurrence all other wells.

Subject to an annual aggregate limit of USD 12,000,000 for Insured's Interest, with reinstatement at 100% additional premium, as wording attached.

US\$ 1'000,000 any one accident or occurrence in respect of Care, Custody or Control.

EXCESS / DEDUCTIBLES:

Section I

US\$ 100,000 any one accident or occurrence on items valued over USD 500,000.

US\$ 50,000 any one accident or occurrence on items valued between USD 100,000 and USD 500,000 inclusive.

US\$ 25,000 any one accident or occurrence on items valued under USD 100,000.

Section II

US\$ 200,000 any one accident or occurrence in respect of each section, in respect of drilling, work-over and producing wells.

US\$ 50,000 (100%) any one accident or occurrence in respect of Care, Custody and Control.

SITUATION:

Various throughout Perú and Latin America and/or elsewhere as original.

CONDITIONS:

Full original wording based on the attached:

Section I

Oil and Gas Wells Drilling Floater Form (All Risks) including downhole equipment as per form.
Including Earthquake

Section II

Energy Exploration and Development including endorsements as per INTEREST with Earthquake Exclusion 4.e. deleted
Turnkey Well Endorsement as attached.

General Conditions

Arbitration Clause as attached.

Including Underground Blow Out

Nuclear Exclusion Clause NMA 1256

Toxic Mould Exclusion Clause per Micro Organism Clause (MAP) (Absolute) 2791MAP0001.

IT Hazards Exclusion Clause NMA 2929

Excluding Sabotage and Terrorism absolutely

Subject to 10% No Claims Bonus allowable at expiry (on net) subject to renewal with Rimac Seguros.

CL 370 Institute Radioactive Contamination, Chemical, Biological, Bio-Chemical and Electromagnetic Weapons Exclusion Clause

CL 380 Institute Cyber Attack Exclusion Clause

NMA 464 War and Civil War Exclusion Clause

CHOICE OF LAW & JURISDICTION:

Peruvian Law and Jurisdiction

NET ANNUAL PREMIUM/RATE:

Section I :

Inception premium US\$ 44,107.35 calculated at 0.8080% per annum or pro rata, apart from workover / drilling rig at 3.1780% per annum and pro rata. No stacked credit.

Section II :

US\$ 23,969.40 Minimum and deposit based on 100% producing and 50% drilling / workover estimated premium adjustable at expiry at the following rates :

Drilling : US\$ 3.8688 per foot drilled
NIL x 3.8688 p.f.d = NIL
Producing: US\$ 0.3414 per foot drilled
70,218 x 0.3414 p.f.d = US\$ 23,969.40
Workover : NIL.

US\$ 28,536.28

PAYMENT TERMS: 45 days from inception.

FORMATION

Loss record, since plant operations commenced 12th December 1997:

4/9/98	Blowout, net adjusted claim US\$ 744,314.2
1999	No losses
2000	No losses
2001	No losses
2002	No losses
2003	No losses
2004	No losses
2005	No losses
2006	No losses
2007	No losses
2008	No losses

AGUAYTIA CONTROL OF WELL SCHEDULE

Aguaytia (Aguaytia)

Drilling	Footage
Depth	
0 - 5,000'	-----
5,001' - 7,500'	-----
7,501' - 10,000'	-----

Workover	Footage
Depth	
0 - 5,000'	-----
5,001' - 7,500'	-----
7,501' - 10,000'	-----

Producing/shut-in / abandoned / water injection	Footage
Depth	
0 - 5,000'	-----
5,001' - 7,500'	-----
7,501' - 10,000'	70,218

SECTION III - SABOTAGE & TERRORISM

TYPE:
Political Risks including Riots, Strikes, Civil Commotion, Malicious Damage, Sabotaje, Terrorism including Business Interruption

ORIGINAL INSURED:

Aguaytia Energy del Perú S.R.Ltda., Termoselva S.R.L., Eteselva S.R.L., Gas Integral S.R.L.; Aguaytia Energy L.L.C., Peru Energy Holdings, L.L.C., Maple Gas Development Corporation, P.I.D.C. Aguaytia L.L.C., IGC Aguaytia Partners L.L.C., Conduit Capital Partner, L.L.C.; Citibank del Perú S.A.; Scotiabank Perú SAA; BWS Sociedad Titulizadora S.A.; Petroperú S.A.; Perupetro S.A.; Orus Selva S.A.; Compass Selva Catering y Servicios Perú S.A.; PIC del Perú S.A.; Red de Energía del Perú S.A.; Export Import; Servicios Señor de Sipán; Valper S.R.L.; Transportes Comerciales Fradera EIRL and their divisions or subsidiaries as were, are or may hereafter be constituted and any entity for which they had or have responsibility for placing Insurance.

PERIOD:
From: 31st July, 2009

To: 31st December, 2009
Both days at 15.00 hours Local Standard Time

INTEREST:

Section I - Property

This policy covers all real and personal property of every kind and description but not limited to property of the Assured and/or property of others held by the Assured in trust or in commission or in consignment and/or in the Assured's care custody and control and/or for which the Assured may be held legally liable and or in course of construction, installation, erection, assembly and or improvements and betterments and or documents and models and any other property for which the Assured is responsible for or has agreed to insure.

Section II - Business Interruption

Business Interruption including, but not limited to service interruption, extra expenses, rental income.

STATED VALUES

Section I

US\$ 246'587,500 (Downstream)
US\$ 5'455,000 (Upstream)

Section II

US\$ 69'000,000 (Annual Gross Profit) Indemnity period 15 months.

LIMIT OF LIABILITY:

Section I & II

Layer I - Sabotaje and Terrorism only including Business Interruption; based on T3 / T3A wording as expiring
US\$ 30'000,000 Combined Single Limit each and every loss and in the annual aggregate.

Layer II - Riots, Strikes, Civil Commotion, Malicious Damage, Sabotaje, Terrorism including Business Interruption; based on LPO 437 plus BI as expiring
US\$ 30,000,000 Combined Single Limit each and every loss and in the annual aggregate in excess of US\$ 30,000,000 in the annual aggregate.

DEDUCTIBLES:

Section I

US\$ 100,000 per occurrence.

Section II

15 days waiting period per occurrence.

SITUATION:

Various throughout Peru and Latin America and/or elsewhere as original.

CONDITIONS:

Excluding Transmission and Distribution Lines and pipelines.
Excluding Chemical / Biological / Cyber Terrorism, Hoaxes and Threats.
Multiple Assured Clause.
Includes Downstream and Upstream Coverage

CHOICE OF LAW & JURISDICTION:

Law: Peruvian
Jurisdiction: Peruvian

NET ANNUAL PREMIUM:

Layer I :	US\$ 56,863.74
Layer II :	US\$ 20,057.13
	US\$ 76,920.87 annual
Layer I :	US\$ 23,836.03
Layer II :	US\$ 8,407.51
	US\$ 32,243.54 annual

PAYMENT TERMS:

45 days from inception

REMARKS

Strikes, Riots Civil Commotion, Malicious Damage including Business Interruption For Option I is covered under Downstream section.

A) POWER PLANT		US\$100'000,000
B) TRANSMISSION		US\$ 21'320,800
- Aguaytia Substation	US\$ 4'923,600	
- Tingo Maria Substation	US\$ 10'289,000	
- Vizcarra Substation	US\$ 3'729,300	
- Paramonga Substation	US\$ 2'378,900	
OIL & GAS		US\$108'308,000
- Gas Plant	US\$ 34'627,000	
- Pipelines	US\$ 48'165,000	
- Fractionation Plant	US\$ 23'029,000	
- LPG Transfer Site	US\$ 2'487,000	
D) OTHERS		
- Buildings (****)	US\$ 2'398,700	
- Inventories	US\$ 14'560,000	
Total Downstream		US\$246'587,500
Total Upstream		US\$ 5'455,000
		US\$252'042,500
BUSINESS INTERRUPTION (Gross Profit Basis)		US 69'000,000

SECTION IV - LIABILITY

TYPE:

Public and Products Liability Insurance as original.

ORIGINAL INSURED:

Aguaytia Energy del Perú S.R.Ltda., Termoselva S.R.L., Eteselva S.R.L., Gas Integral S.R.L.; Aguaytia Energy L.L.C., Peru Energy Holdings, L.L.C., Maple Gas Development Corporation, P.I.D.C. Aguaytia L.L.C., IGC Aguaytia Partners L.L.C., Conduit Capital Partner, L.L.C.; Citibank del Perú S.A.; Scotiabank Perú S.A.; BWS Sociedad Titulizadora S.A.; Petroperú S.A.; Perupetro S.A.; Orus Selva S.A.; Compass Selva Catering y Servicios Perú S.A.; PIC del Perú S.A.; Red de Energía del Perú S.A.; Export Import; Vicios Señor de Sipán; Valper S.R.L.; Transportes Comerciales Fradera EIRL and their divisions or subsidiaries as were, are or may hereafter be constituted and any entity for which they had or have responsibility for placing insurance.

PERIOD:

31st July 2009 to 31st December 2009 15.00 hrs Local Standard Time at the address of the Original Insured, as original and/or all as original. Agree to extend up to one calendar month on agreement Leading Reinsurer only irrespective of individual anniversary notices of cancellation if any.

INTEREST:

In respect of the Original Insured's oil, gas and power (generation, transmission, distribution) business activities as original.

SITUATION:

Peru but worldwide in respect of Products excluding USA / Canada, as original.

LIMIT (100%):

US\$ 25,000,000 any one occurrence and in the annual aggregate separately in respect of Products /Completed Operations Liability and Pollution Liability. US\$ 1'000,000 for Employers Liability any one occurrence.

DEDUCTIBLE:

US\$ 25,000 only material damages, any one occurrence and in the annual aggregate separately in respect of products, completed operations and pollution.

CONDITIONS:

- Electronic Date Recognition Clause EDRC (B) NMA 2801.
- Cancellation Clause as original NMA 464 unless War and Civil War Exclusion Clause contained in original policy, but in respect of the exclusion of Terrorism, NMA 2952 to apply.
- Special Cancellation Provisions as attached.

- DAC Asbestos Exclusion
- Toxic Mould Exclusion

CHOICE OF LAW & JURISDICTION:
Peruvian Law and jurisdiction.

NET ANNUAL PREMIUM:
US\$ 63,575.40 annual

US\$ 26,649.41 for period

PAYMENT TERMS:
45 days from inception.

INFORMATION

Final conditions based on:

- MWP Oil and Gas Industry Conditions (1989) as attached.
- Including Loading and Unloading.
- Including Loads Liability.
- Including Excess Automobile Liability, excess of USD 100,000 each and every claim, and including passenger liability.
- Including Employer's Liability with a sub-limit of USD 1,000,000 any one occurrence, but excluding Occupational Disease / Illness.
- Excluding Workmen's Compensation.
- Excluding Aviation and Marine Liabilities but including non-owned operated inland waterway vessels.
- Jurisdiction: Peru
- Wording based on PCA 94.
- Electro Magnetic Field (EMF) cover is on a Claims Made basis with the Loss Limit in the aggregate. Retroactive date: 12th December 1997; Costs inclusive for claims in respect of Electro Magnetic Field (EMF)
- Excluding diminution of property values.

Loss record this policy since inception: 12/12/97

1997 NIL
1998 NIL
1999 NIL
2000 NIL
2001 NIL
2002 NIL
2003 NIL
2004 NIL
2005 NIL
2006 NIL
2007 NIL
2008 NIL

Mytia Energy

- Payroll 2007 / 2008 - US\$ 3,300,000
- Revenues 2007 / 2008 - US\$ 131,800,000

OIL/ GAS CONDITIONS (1989)

The following additional Conditions are applicable to this policy.

- 1) Liability for Pollution or Contamination is excluded unless arising directly from operations on land.
- 2) NMA 1683 (amended) is applicable to operations on land:-
"This insurance does not cover any liability for:-
(1) Removal of, loss of or damage to sub-surface oil, gas or any other substance, the property of others, provided always that this paragraph shall not apply to any liability which would otherwise be covered under this Insurance for such removal, loss or damage directly attributable to blow-out, cratering or fire of an oil or gas well owned or operated by, or under control of the Assured.
(2) Loss of, damage to or loss of use of property directly or indirectly resulting from the subsidence caused by sub-surface operations of the Assured.
(3) Personal Injury or Bodily Injury or loss of, damage to or loss of use of property directly or indirectly caused by seepage, pollution or contamination, provided always that this paragraph (3) shall not apply to liability for Personal Injury or Bodily Injury or loss of or physical damage to or destruction of tangible property, or loss of use of such property damaged or destroyed where such seepage, pollution or contamination is caused by a sudden, unintended and unexpected happening during the period of this Insurance and was not the direct result of the Assured failing to take reasonable precautions to prevent such happening.
(4) The cost of removing, nullifying or cleaning-up seeping, polluting or contaminating substances unless the seepage, pollution, or contamination is caused by a sudden, unintended and unexpected happening during the period of this Insurance and was not the direct result of the Assured failing to take reasonable precautions to prevent such happening.
(5) Fines, penalties, punitive or exemplary damages.

This clause shall not extend this Insurance to cover any liability which would not have been covered under this Insurance had this Clause been attached.

3) Liability for the following is excluded:-

- a) Loss of, destruction of or loss of use of any exploration or production bore and/or hole and/or well and any consequential loss arising therefrom.
- b) Loss of destruction of or loss of use of any equipment in any exploration or production bore and/or hole and/or well and any consequential loss arising therefrom.
- c) The cost of controlling/preventing any escape of any substance from any exploration or production bore and/or hole and/or well and any consequential loss therefrom.
- d) The cost of controlling/preventing any fire arising in connection with any exploration or production bore and/or hole and/or well and any consequential loss therefrom.
- e) The cost of destruction and/or removal of debris arising from damage to any exploration and/or production vessel, platform or rig.

MEN DE CÁLCULO DE PRIMA DE TODAS LAS SECCIONES :

US\$ 1'056,325.43 anual
US\$ 442,788.47 por el periodo

COASEGURO:

La presente póliza es un contrato de Coaseguro entre las siguientes compañías y en los porcentajes indicados a continuación:

Rimac Internacional Compañía de Seguros y Reaseguros	60%
El Pacifico Peruano Suiza Compañía de Seguros y Reaseguros	40%

Según Cláusula de Coaseguro que forma parte integrante de la póliza.

ANEXO N° 03: MEMORIA ANUAL 2009

ARCHIVO NO IMPRESOS

UBICADOS EN:

\\SAN GABAN\SPT 2011\COYM2011\INFORME\ANEXO3

ANEXO N° 04: FORMULARIOS CÁLCULOS DEL COYM.

ARCHIVO NO IMPRESOS

UBICADOS EN:

\\SAN GABAN\SPT 2011\COYM 2011

ANEXO G

**ESTUDIO DE COYM DEL SPT DE ANTAMINA PARA LA
FIJACIÓN TARIFARIA DE MAYO 2011 – ABRIL 2012**



ÍNDICE

1.	RESUMEN EJECUTIVO.....	4
1.1.	OBJETO.....	4
1.2.	DESCRIPCIÓN DE LAS SUBESTACIONES DE ANTAMINA	4
1.3.	CÁLCULO DEL VNR.....	6
1.4.	CÁLCULO DEL COYM	6
2.	OBJETIVO	8
3.	BASE LEGAL	9
4.	ANTECEDENTES.....	10
5.	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ANTAMINA	12
5.1.	ÁMBITO GEOGRÁFICO DE ANTAMINA.....	12
5.2.	CARACTERÍSTICAS DE LA SUBESTACIÓN VIZCARRA	12
6.	CRITERIOS Y PREMISAS	15
6.1.	CRITERIOS Y PREMISAS DEL CÁLCULO DEL VNR	15
6.2.	CRITERIOS Y PREMISAS DEL CÁLCULO DEL COyM.....	16
6.2.1.	ESTRUCTURA DEL COYM	17
6.2.2.	COSTOS DIRECTOS DE MANTENIMIENTO (CDM)	18
6.2.3.	COSTOS DIRECTOS DE OPERACIÓN (CDO)	19
6.2.4.	COSTOS DE GESTIÓN (CDG).....	19
6.2.5.	COSTOS INDIRECTOS DE TRANSMISIÓN (CIT)	21
7.	CÁLCULO DEL VALOR NUEVO DE REEMPLAZO.....	24
7.1.	METODOLOGÍA	24
7.2.	CÁLCULO	24
8.	CÁLCULO DEL COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....	25
8.1.	COSTOS DIRECTOS DE MANTENIMIENTO (CDM).....	25
8.1.1.	COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	25
8.1.2.	COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES	28
8.1.3.	COSTO DIRECTO DE SUPERVISIÓN DE MANTENIMIENTO	30
8.1.4.	COSTO DE MANTENIMIENTO DEL CENTRO DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES 31	
8.2.	COSTOS DIRECTOS DE OPERACIÓN (CDO).....	34
8.2.1.	CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS.....	34
8.2.2.	COSTOS DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES	35
8.2.3.	COSTOS DE OPERACIÓN DE CENTRO DE CONTROL	36
8.3.	COSTOS DE GESTIÓN (CDG).....	38
8.3.1.	COSTOS DE PERSONAL	38
8.3.2.	COSTOS NO PERSONALES	40
8.4.	COSTOS INDIRECTOS DE TRANSMISIÓN (CIT).....	42
8.4.1.	COSTOS DE SEGURIDAD	42
8.5.	CÁLCULO	44
9.	ANEXOS.....	45
9.1.	FORMATOS DEL COyM.....	45



9.2.	BOLETÍN DE ESTADÍSTICAS OCUPACIONALES DEL MINISTERIO DE TRABAJO	45
9.3.	DOCUMENTOS DE DIETAS DE ELECTROPERÚ	45
9.4.	TIPO DE CAMBIO AL 31-12-2010	45
9.5.	IPPM A DICIEMBRE 2010	45
9.6.	IPC	45
9.7.	ARCHIVOS SOLICITADOS POR OSINERGMIN	45

RELACIÓN DE CUADROS

Cuadro N° 1.3-1: VNR de ANTAMINA.....	6
Cuadro N° 1.4-1: Resumen del COyM de ANTAMINA (US\$)	6
Cuadro N° 5.2-1: Instalaciones 220 kV de la Subestación Vizcarra.....	13
Cuadro N° 7.2-1: VNR de ANTAMINA.....	24
Cuadro N° 8.1-1: Procesos y Actividades de Mantenimiento de LLTT.....	27
Cuadro N° 8.1-2: Procesos y Actividades de Mantenimiento de SSEE	30
Cuadro N° 8.1-3: Procesos y Actividades de Mantenimiento de Centro de Control y Telecomunicaciones	33
Cuadro N° 8.2-1: Procesos y Actividades de Operación Subestaciones	35
Cuadro N° 8.2-2: Procesos y Actividades de Operación Centro de Control.....	37
Cuadro N° 8.3.1-1 Organización de Empresa Real y Empresa Modelo.....	39
Cuadro N° 8.5-1: COyM de ANTAMINA	44



1. RESUMEN EJECUTIVO

1.1. OBJETO

Actualizar el Costo de Operación y Mantenimiento (COyM) es uno de los conceptos utilizados para establecer las compensaciones de los sistemas de transmisión. La Ley de Concesiones Eléctricas distingue dos tipos de instalaciones de transmisión (Artículo 58°), en cada sistema interconectado: el Sistema Principal Transmisión y el Sistema Secundario de Transmisión.

1.2. DESCRIPCIÓN DE LAS SUBESTACIONES DE ANTAMINA

ANTAMINA cuenta con instalaciones de transmisión en 3 subestaciones del SEIN, estas son: SE Vizcarra, SE Yanacancha y SE Punta Lobitos

En las Figura 1, 2 y 3, se muestran los diagramas unifilares de las subestaciones Vizcarra, Yanacancha y Punta Lobitos, respectivamente.

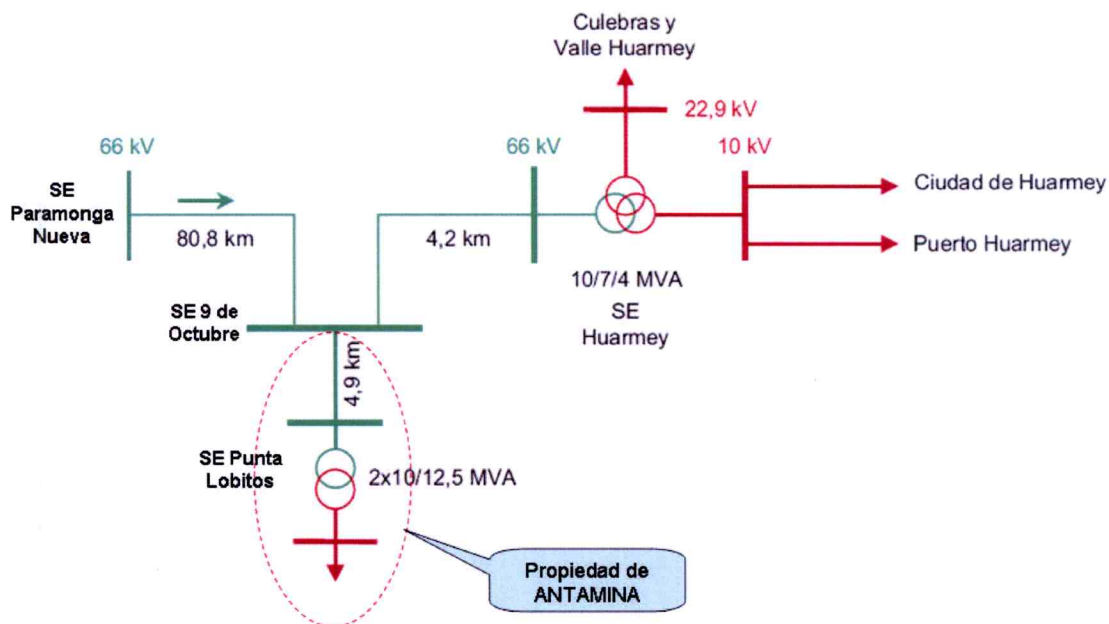


Figura 3

1.3. CÁLCULO DEL VNR

El cálculo del VNR se muestra en el Cuadro N° 1.3-1.

Cuadro N° 1.3-1: VNR de ANTAMINA

	Valor Nuevo de Reemplazo Sistema Total - ANTAMINA		
	SPT	SST	Total
Líneas de Transmisión	-	7,513,957	7,513,957
Subestaciones	636,210	16,426,407	17,062,617
Control de Control	13,337.09	518,557	531,894
Telecomunicaciones	6,622.66	257,495	264,117
Total VNR	656,170	24,716,416	25,372,586

1.4. CÁLCULO DEL COYM

El cálculo del COyM se muestra en el Cuadro N° 1.4-1.

Cuadro N° 1.4-1: Resumen del COyM de ANTAMINA (US\$)



	TIPO DE SISTEMA		TOTAL
	PRINCIPAL	SECUNDARIO	
OPERACIÓN	1,205	39,415	40,619
Operación CC	181	1,925	2,106
Operación de Subestaciones	1,024	37,490	38,514
MANTENIMIENTO	7,688	148,229	155,917
Líneas de Transmisión	0	44,939	44,939
Subestaciones	7,513	101,425	108,937
Mantenimiento CC y TEL	175	1,866	2,041
GESTIÓN	11,205	422,065	433,270
Personal	7,737	291,442	299,179
No Personales	3,468	130,623	134,091
Costos No Personales sin Seguros	1,651	62,191	63,842
SEGUROS	1,817	68,432	70,249
SEGURIDAD	1,721	52,916	54,637
COSTOS INICIALES			
Sub Total COyM	21,818	662,625	684,443
VNR	656,170	24,716,416	25,372,586
COyM/VNR	3.325%	2.681%	2.698%

El COyM calculado para el Sistema de Transmisión de ANTAMINA es de 2.698%, y del cual se asigna al SPT el valor de 3.325%.



2. OBJETIVO

El presente Estudio tiene como objeto actualizar el Costo de Operación y Mantenimiento (COyM) del Sistema de Transmisión de ANTAMINA.

El Costo de Operación y Mantenimiento (COyM) es uno de los conceptos utilizados para establecer las compensaciones de los sistemas de transmisión. La Ley de Concesiones Eléctricas distingue dos tipos de instalaciones de transmisión (Artículo 58°); el Sistema Principal de Transmisión y el Sistema Secundario de Transmisión.

Al haberse iniciado por parte del Sub Comité de Transmisión del COES la elaboración del estudio técnico - económico de la próxima la fijación tarifaria de mayo 2011, el cual incluye las propuestas de los titulares del Sistema Principal de Transmisión, se hace necesario contar con un estudio de VNR y COyM para ANTAMINA.

3. BASE LEGAL

El presente proceso de fijación de tarifas, se lleva a cabo de conformidad con lo establecido en los siguientes documentos:

- Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE).
- Reglamento de la LCE, aprobado mediante DS N° 009-93-EM.
- Ley 28832 "Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación"
- Resolución OSINERGMIN N° 343-2008-OS/CD, N° 027-2009-OS/CD y N° 012-2010-OS/CD Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión y sus actualizaciones.
- Resolución OSINERGMIN N° 775-2007-OS/CD "Procedimiento para Fijación de Precios Regulados"

4. ANTECEDENTES

Se otorgó a ANTAMINA, la concesión de transmisión definitiva sobre la línea "Subestación Vizcarra - Subestación Antamina", mediante el Contrato de Concesión de Transmisión N° 145-99. Dichas instalaciones de transmisión forman parte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

La operación y mantenimiento de la subestación Vizcarra están a cargo de la empresa Red de Energía del Perú S.A. (REP), la cual ha sido contratada y viene siendo remunerada íntegramente por ANTAMINA, para estos servicios. A fin de garantizar un adecuado, continuo y confiable funcionamiento de dicha subestación, su operación se realiza con la presencia de operadores quienes realizan las maniobras y reportes necesarios conforme a los procedimientos técnicos del COES. Así mismo, los servicios comunes y auxiliares son propiedad de ANTAMINA.

La Empresa Eteselva S.R.L. (ETESELVA) y ANTAMINA, tienen un Convenio de Interconexión por el cual ANTAMINA le transfirió a ETESELVA el interruptor IN-2400 de la subestación Vizcarra, sin embargo, los costos de operación y mantenimiento de la referida subestación, son cubiertos íntegramente por ANTAMINA.

El Ministerio de Energía y Minas, mediante la R.M. N° 413-2000-EM/VME, redefinió la línea de transmisión Vizcarra – Paramonga Nueva (L-2253), como

parte del SPT del SEIN, la cual incluye la celda de la línea L-2253 en la Subestación Vizcarra.

Al respecto, del SST de ANTAMINA, este compete al resto de instalaciones de la SE Vizcarra, la L-2255 (Vizcarra – Yanacancha) y las instalaciones de la Subestación Yanacancha. La Subestación Yanacancha es mantenida y operada en su integridad por personal de ANTAMINA.

5. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ANTAMINA

5.1. ÁMBITO GEOGRÁFICO DE ANTAMINA

El Sistema de Transmisión de ANTAMINA está conformado por las subestaciones del tipo convencional (exterior) Vizcarra y Yanacancha con disposición en anillo y una línea de transmisión de 52 Km. en el nivel de tensión de 220 kV.

Para el desarrollo del presente Estudio, se calculará el VNR y COyM de todas las instalaciones de transmisión de ANTAMINA.

5.2. CARACTERÍSTICAS DE LA SUBESTACIÓN VIZCARRA

La subestación Vizcarra es una instalación de transmisión con disposición en anillo en el nivel de 220 kV, la cual interconecta las subestaciones de Tingo Maria, Paragsha, Paramonga Nueva y Yanacancha. En esta subestación también se encuentra instalado un SVC de +90/-45 MVA_r de capacidad, el cual se opera permanentemente por necesidades del SEIN. En el Cuadro N° 5.2-1 se aprecia el detalle de las instalaciones en 220kV de propiedad de ANTAMINA.

Cuadro N° 5.2-1: Instalaciones 220 kV de la Subestación Vizcarra

N°	Descripción	Ubicación	Código	Sistema
1	Cable conductor o barra en anillo según se necesite.	En el anillo 220 kV	Sin código	SST
2	Un interruptor de potencia incluyendo sus relés de protección de línea (L-2252 y L-2253), equipos de control y telecomunicaciones.	En el anillo 220 kV	IN-2400	SST
3	Dos (2) seccionadores de barra en anillo, incluyendo su equipo de control.	En el anillo 220 kV a ambos lados del IN-2400	SE-3003 SE-3005	SST SST
4	Dos (2) seccionadores de línea, incluyendo su equipo de control.	En la salida de L-2252, incluye seccionador a tierra	SL-3001 y ST-413	SST SST
5	Cuatro (4) trampas de onda.	En la salida de L-2252 (2 fases) En la salida de L-2253 (2 fases)	B-302 B-303	SST SPT
6	Siete (7) transformadores de tensión capacitivos (CCVT).	En la salida de L-2252 (3 fases) En el anillo 220 kV (1 fase)	TT-365 TT-368	SST SST
7	Seis (6) transformadores de corriente	En el anillo 220 kV, a ambos lados del IN-2400 (3 fases)	TC-460 TC-461	SST SST
8	Seis (6) pararrayos	En la salida de L-2252 (3 fases)	PR-326	SST

También se cuenta con los siguientes módulos:

- *El módulo de servicios auxiliares*
 - Transformador de servicios auxiliares
 - Grupo Diesel
 - Banco de baterías, 125 Vcc
 - Banco de baterías, 48 Vcc
 - Cargador y rectificador, 125 Vcc
 - Cargador y rectificador, 48 Vcc
 - Tablero de SS.AA. de 380/220 Vca
 - Tablero de SS.AA. de 48 Vcc
 - Interruptor de Transferencia Automática
 - Accesorios y cables de conexión
 - Sistema de Puesta a Tierra superficial
 - Repuestos
- *El módulo del sistema de control de la subestación*
 - Tableros de Control y Medición del sistema de barras en anillo 220 kV
 - El esquema mímico y las llaves de mandos de los interruptores por ser una configuración en anillo
 - Aparatos indicadores de medida y dispositivos de señalización por alimentarse de equipos no exclusivos de ETESELVA
 - Repuestos
- *El módulo de Sistema a tierra profunda*
 - Trabajos preliminares y de movimiento de Tierra
 - Red de tierra profunda con conductor de cobre desnudo
 - Se incluye todos los materiales de soldadura

- Electrodo y elementos de conexión a la red
- Repuestos
- *El módulo de sistema de telecomunicaciones*
 - Central Telefónica Digital y accesorios
 - Aparato Telefónico de Intemperie
 - Aparato Telefónico de Intemperie
 - Terminal telefónico de línea compartida, incluyendo aparato telefónico
- *El módulo de instalaciones eléctricas exteriores*
 - Equipos de iluminación exterior como reflectores
 - Tomacorrientes
 - Postes y cables, etc.
 - Repuestos
- *El módulo de obras civiles generales*
 - Trabajos y obras provisionales
 - Campamentos temporales
 - Explanación
 - Sistema de Drenaje
 - Cerco perimétrico
 - Portón de acceso
 - Instalaciones Sanitarias Exteriores
 - Accesos (pistas y veredas)
 - Varios
- *El módulo del edificio de control*
 - Trabajos preliminares
 - Movimiento de tierra
 - Obras con concreto simple y armado
 - Acabados
 - Sistema de drenaje
 - Instalaciones eléctricas
 - Varios
- *Los terrenos de la subestación Vizcarra*

Las instalaciones de la SE Yanacancha, en su mayoría son instalaciones correspondientes a la mina.

6. CRITERIOS Y PREMISAS

6.1. CRITERIOS Y PREMISAS DEL CÁLCULO DEL VNR

Los principios y los procedimientos mediante los cuales se regulan las tarifas para los sistemas de transmisión de ANTAMINA, se encuentran establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.

Para el caso de las instalaciones de ANTAMINA, se considerarán las clasificaciones de Sistema Principal de Transmisión (SPT) y Sistema Secundario de Transmisión (SST). Los Sistemas Garantizado de Transmisión (SGT) y Sistema Complementario de Transmisión (SCT), conforme a la Ley N° 28832 Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, no están incluidos, debido a que ANTAMINA no cuenta con este tipo de nuevos sistemas de transmisión.

En el caso de las tarifas de transmisión, la referida regulación será efectuada por el OSINERGMIN, independientemente de si las tarifas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia, conforme lo establece el Artículo 44° y el Artículo 62° de la LCE.

El VNR del presente informe es el aprobado por el OSINERGMIN en la Fijación de Tarifas en Barra del año 2008.

6.2. CRITERIOS Y PREMISAS DEL CÁLCULO DEL COYM

Los Costos Estándar de operación y mantenimiento se determinarán de acuerdo con los siguientes criterios generales:

- a) El Sistema de Costos ABC ha sido utilizado únicamente para la determinación de los Costos Directos de Operación y Mantenimiento de la subestación, centro de control y sistema de telecomunicaciones.
- b) Se determinaron los costos de operación, considerando el personal necesario para realizar las actividades y los servicios requeridos en las subestación y centro de control, para lo cual se identificaron las intervenciones del personal para realizar maniobras vinculadas al mantenimiento programado y a emergencias.
- c) De acuerdo con los criterios de diseño de la subestación y del centro de control, las subestaciones Vizcarra y Yanacancha son instalaciones "atendidas". Se considera necesaria la presencia de cuatro (04) Operadores y dos (02) Supervisores de Subestación, por subestación, quienes realizan turnos parciales durante el día realizando maniobras vinculadas a actividades de operación, encargándose del registro de estadísticas y la atención de emergencias de la subestación.
- d) Los costos estándar de operación y mantenimiento corresponderán a los módulos de inversión del Sistema Económicamente Adaptado (SEA) y no a las instalaciones existentes.
- e) Los costos de recursos (mano de obra, materiales, equipo y herramientas), corresponden a los valores promedio de mercado de los últimos 4 años. Para el caso de Dietas del Directorio se tomará el equivalente que fije FONAFE para una empresa estatal del sector eléctrico.
- f) Las actividades de mantenimiento son ejecutadas por personal propio o subcontratado de nuestro operador REP. La supervisión es realizada con personal de ANTAMINA.

- g) La valorización de las actividades de mantenimiento, toman como referencia los períodos y términos de interrupción coordinados con el COES, para los casos que correspondan.
- h) Los costos de mantenimiento contemplan el conjunto de trabajos de reparación y revisión necesarios de los Sistemas de Transmisión, para garantizar el funcionamiento continuo y la conservación de todas las instalaciones por el período de vida útil de 30 años.
- i) Se han incorporado como costos estándar aquellos gastos que tienen en cuenta, las particularidades propias de la actividad de transmisión aplicables al entorno del país.
- j) Para la valorización de los módulos estándar de operación y mantenimiento, se ha organizado una base de datos de precios unitarios de suministro importado (CIF); suministro nacional, flete de suministros, obras civiles y montaje electromecánico.
- k) Las instalaciones que se consideran son las determinadas en el Sistema Económicamente Adaptado (SEA) definidos en el VNR establecido por el OSINERGMIN.
- n) Finalmente, se calcula el COyM multiplicando el FPA por el VNR de la instalación.

6.2.1. ESTRUCTURA DEL COYM

El COyM comprende todos los costos en que incurre la compañía para la prestación del servicio de transmisión de electricidad, bajo los estándares exigidos por las normas del sector eléctrico peruano.

Este costo comprende las actividades necesarias para la operación y mantenimiento del Sistema de Transmisión de la empresa modelo, con una organización y personal idóneo, remunerado con sueldos promedio de mercado, que aseguren un servicio adecuado y una gestión eficiente.

El COyM se estructura de la siguiente manera:

$$\mathbf{COyM = CDM + CDO + CDG + CIT}$$

Donde:

- CDM = Costos Directos de Mantenimiento (mantenimiento de la subestación, mantenimiento del sistema de telecomunicaciones y centro de control).
- CDO = Costos Directos de Operación (Subestaciones y Centro de Control, que involucra todo el Proceso de Operación de las instalaciones).
- CDG = Costos de Gestión (Compuesto por los Costos de Personal y Costos Indirectos no personales de las áreas comunes de gestión de la empresa)
- CIT = Costos Indirectos de Transmisión (Compuesto por los Costos de Seguridad, Costos de Seguros y Costos Administrativos de Transmisión)

Conforme a los aspectos metodológicos del Procedimiento para la Determinación de los Costos de Operación y Mantenimiento para la Regulación de los Sistemas Secundarios de Transmisión, el esquema de costos está conformado según la Figura 4.

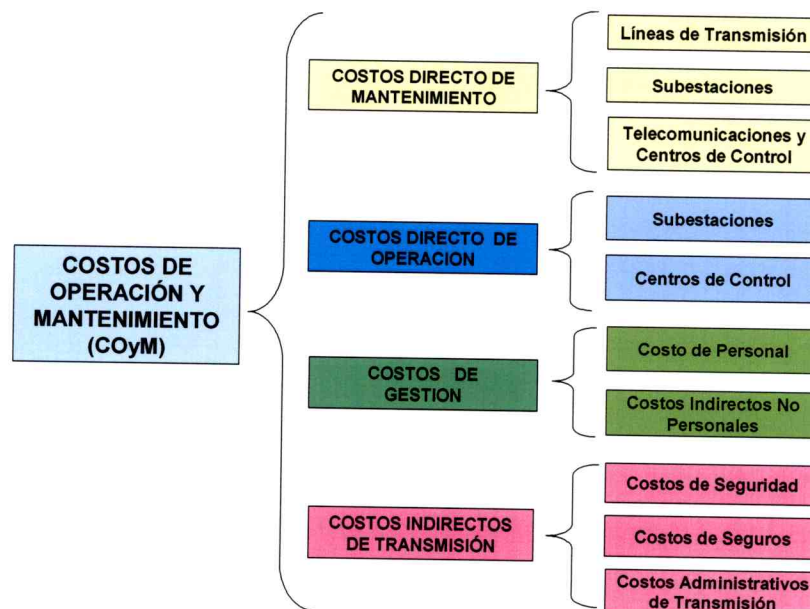


Figura 4

6.2.2. COSTOS DIRECTOS DE MANTENIMIENTO (CDM)

Son los costos que cubren el proceso de mantenimiento predictivo, preventivo, y correctivo de las líneas de transmisión, las subestaciones, los

sistemas de telecomunicaciones y los centros de control, los cuales incluyen el costo de personal supervisor, la mano de obra directa, materiales, repuestos, herramientas, software, equipos y vehículos necesarios para la ejecución de las actividades de mantenimiento. Se considera que los costos de supervisión del mantenimiento de las instalaciones es ejecutado por personal de la compañía y la mano de obra directa es ejecutada por contratos con terceros.

6.2.3. COSTOS DIRECTOS DE OPERACIÓN (CDO)

Se considera como costo de operación a los costos que se incurre en todo el Proceso de Operación, para fines del presente estudio han sido agrupados en la operación de la Subestación y el Centro de Control, que implica la programación de la operación, la operación en tiempo real, el análisis de la operación y las acciones correctivas y preventivas necesarias. Los costos directos de este proceso corresponde al personal, infraestructura, software, equipos de seguridad, equipos de telecomunicaciones y otros para poder prestar el servicio de manera adecuada.

6.2.4. COSTOS DE GESTIÓN (CDG)

Los Costos de Gestión por naturaleza constituyen gastos indirectos e incluyen: gastos de personal, honorarios, dietas, materiales, servicios de terceros, etc. correspondientes a las áreas comunes de gestión de la empresa como: Directorio, Gerencia General, Administración y Finanzas y Gerencia de Operación y Mantenimiento, de la empresa modelo. Conforme a los criterios específicos del Procedimiento para la Determinación de los Costos de Operación y Mantenimiento para la Regulación de los Sistemas Secundarios de Transmisión, los Costos de Gestión se determinarán en función de los Costos de Gestión Personales y Costos de Gestión No Personales de las áreas gerenciales de la empresa modelo de transmisión.

Costos de Gestión Personales:

A) Personales

El costo de personal incluye las remuneraciones de los puestos de dirección de operación y mantenimiento, a partir del cual se determina que el tipo de empresa modelo que se ajusta a ANTAMINA, corresponde a una “Empresa de Transmisión de Mediana Complejidad” (por contar con un sistema de transmisión de mediana amplitud geográfica y un número de subestaciones menor a 20 instalaciones).

Costos de Gestión No Personales:

De acuerdo al procedimiento, corresponden a los gastos de las siguientes partidas: suministros diversos, servicios de terceros, cargas diversas de gestión y tributos, todos determinados de manera acorde al número de personal de la empresa modelo y al nivel de ingresos (reales o fictos) que tiene la empresa por concepto exclusivo de la actividad de transmisión eléctrica en el país.

A) Suministros Diversos

Considera los costos de materiales y suministros de oficina, muebles y accesorios, licencias de software y otros necesarios para la Gestión de la empresa modelo de transmisión.

B) Servicios de Terceros

Considera los alquileres de las oficinas administrativas, servicios de agua, luz, teléfono, Internet, gastos de auditoría, servicios legales y técnicos, servicios contables, servicios de limpieza y cafetería, y otros servicios para la Gestión de la empresa.

C) Cargas Diversas de Gestión

Comprende los gastos de representación, gastos de viaje (de los Directores para asistencia a las Sesiones de Directorio y de la

plana Gerencial de la empresa), suscripciones y otros gastos para la Gestión de la empresa modelo de transmisión.

D) Tributos

Comprende todos los Tributos y otros como el pago del Impuesto a las Transferencias Financieras (ITF), inclusive los aportes a los organismos OSINERGMIN, DGE/MEM establecidos en la normatividad vigente y que tengan incidencia directa o por asignación en la empresa modelo de transmisión.

6.2.5. COSTOS INDIRECTOS DE TRANSMISIÓN (CIT)

Los Costos Indirectos de Transmisión están compuestos por; los Costos de Seguridad, Costos de Seguros y Costos Administrativos de Transmisión:

A) Costos de Seguridad

El costo de seguridad sólo considera los costos en que incurre la empresa para el resguardo de las subestaciones, esto incluye el costo del servicio de vigilancia el cual varía de acuerdo al tamaño de la subestación. Se excluyen los costos temporales que se puedan incurrir para evitar ataques de terceros, tales como patrullaje, minado u otros de naturaleza similar.

B) Costos de Seguros

Corresponde a las primas de los seguros que la empresa tiene contratadas. La principal póliza de la empresa es la de todo riesgo (multiriesgo), que cubra el valor de reemplazo de los bienes de la Concesionaria, ante daños parciales o totales, construcción y montaje, rotura de maquinaria, daños por agua, terremoto, incendio, terrorismo, vandalismo, conmoción civil, hurto y apropiación ilícita. Otra de las pólizas importantes de la empresa es el seguro de Responsabilidad Civil, la cual da cobertura contra cualquier daño, pérdida o lesión que pudiera sobrevenir a propiedades y personas.

C) Costos Administrativos de Transmisión

C.1 Costos Personales

Este costo considera los puestos y número de personal necesarios para efectuar la gestión de transmisión. El número de supervisores está relacionado con las actividades directas de operación y mantenimiento.

C.2 Costos de Gestión No Personales:

De acuerdo al procedimiento, los costos no personales corresponden a los gastos de las siguientes partidas: suministros diversos, servicios de terceros, cargas diversas de gestión y tributos, todos determinados de manera acorde al número de personal de la empresa modelo.

C.2.1 Suministros Diversos

Considera los costos de materiales y suministros de oficina y otros necesarios para el desarrollo directo de la actividad de transmisión de la empresa modelo.

C.2.2 Servicios de Terceros

Considera los servicios de agua, luz, teléfono, envío de datos, Internet, servicios técnicos, servicios de limpieza y otros servicios requeridos para el desarrollo directo de la actividad de transmisión de la empresa modelo.

C.2.3 Cargas Diversas de Gestión

Comprende los gastos de viaje y otros gastos requeridos para el desarrollo directo de la actividad de transmisión de la empresa modelo.

C.2.4 Tributos

Comprende todas las licencias municipales necesarias para el mantenimiento del sistema de transmisión de la empresa modelo.

7. CÁLCULO DEL VALOR NUEVO DE REEMPLAZO

7.1. METODOLOGÍA

Tal como se señaló en el capítulo anterior no se ha realizado cálculo alguno al respecto.

7.2. CÁLCULO

En el Cuadro N° 7.2-1 se aprecian los valores del VNR del Sistema de Transmisión de ANTAMINA.

Cuadro N° 7.2-1: VNR de ANTAMINA

	Valor Nuevo de Reemplazo Sistema Total - ANTAMINA		
	SPT	SST	Total
Líneas de Transmisión	-	7,513,957	7,513,957
Subestaciones	636,210	16,426,407	17,062,617
Control de Control	13,337.09	518,557	531,894
Telecomunicaciones	6,622.66	257,495	264,117
Total VNR	656,170	24,716,416	25,372,586

8. CÁLCULO DEL COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

8.1. COSTOS DIRECTOS DE MANTENIMIENTO (CDM)

El costo directo de mantenimiento comprende:

- Costo Directo de Mantenimiento de Líneas de Transmisión;
- Costo Directo de Mantenimiento de Subestaciones;
- Costo Directo de Mantenimiento de Telecomunicaciones y Centros de Control.

En la Figura 5, se observa un flujo de actividades de la manera de asignar el costo de mantenimiento.

8.1.1. COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS

Los costos de mano de obra, materiales, equipos y herramientas utilizados en la valorización de las actividades de mantenimiento corresponden a costos eficientes de proveedores y contratistas.

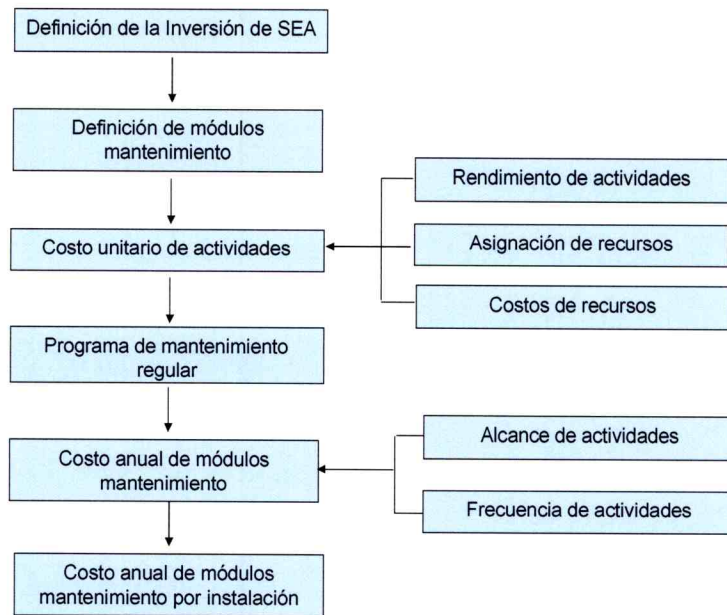


Figura 5

DEFINICIÓN DE MÓDULOS

De acuerdo al Procedimiento para la Determinación de los Costos de Mantenimiento, se define la formación de módulos por la integración de un conjunto de actividades de mantenimiento elegidas según la instalación que se trate. Dichas actividades deben ser clasificadas en los siguientes tipos: predictivo, preventivo y correctivo. Esto se aprecia en la Figura 6.

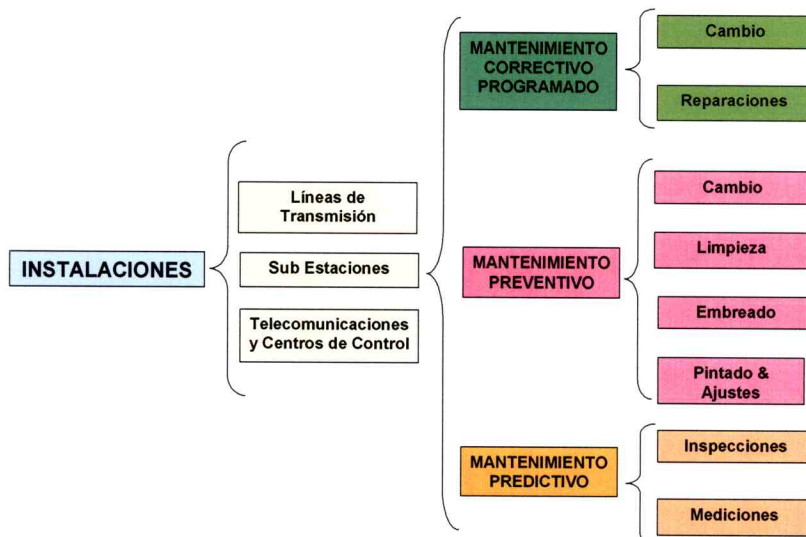


Figura 6

- a) **Mantenimiento Predictivo:** Son actividades mediante las cuales se vigilan y se miden ciertas manifestaciones que ocurren en el equipo o material relacionadas con cambios físicos tales como vibraciones, cambio de temperaturas, presiones y otras manifestaciones medibles, con el fin de controlar su progresión y predecir la oportunidad en que debe hacerse la corrección correspondiente. Involucra actividades de Inspección y Medición.
- b) **Mantenimiento Preventivo:** Son actividades que se realizan para anticipar la ocurrencia de fallas o la probabilidad de éstas, evitando el deterioro o mal funcionamiento del material o equipo. Tiene la finalidad de corregir, reparar o reemplazar los equipos o materiales de la instalación antes de haberse producido la falla. Involucra actividades de Mantenimiento, Limpieza, Embreado, Pintado y Ajustes;
- c) **Mantenimiento Correctivo:** Son acciones que se realizan para reparar o reemplazar equipos o componentes de una instalación luego que se detecte avería o falla. Involucra actividades de Cambios y Reparaciones.

Los procesos y actividades definidos para el mantenimiento de líneas de transmisión son los que se muestran en el Cuadro N° 8.1-1.

Cuadro N° 8.1-1: Procesos y Actividades de Mantenimiento de LLTT

Procesos	Tipo de Mantenimiento	Actividades
Inspección Ocular de Líneas Aéreas	Mantenimiento Predictivo	Inspección Ligera
		Inspección Minuciosa
		Inspección Nocturna
Mantenimiento Aisladores de Líneas Aéreas	Mantenimiento Preventivo	Limpieza Manual
		Cambio Manual de Silicona de Aisladores
		Ajuste de Grapas Bifiliares en Cuellos Muertos
Mantenimiento de Caminos de Accesos	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento de Defensas, Ríos y Avenidas
	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Faja de Servidumbre (Costa)
		Mantenimiento de Trochas Carrozables
Mantenimiento Electromecánico de Líneas Aéreas	Mantenimiento Correctivo Programado	Mantenimiento de Caminos Peatonales
		Cambio de Aisladores
		Cambio de Conductores
		Cambio de Ferretería
		Reparación de Conductores
Mantenimiento de Estructuras de Líneas Aéreas	Mantenimiento Preventivo	Cambio de Cable de Guarda
		Pintado de Estructuras
		Pintado de Fases y Rótulos
	Mantenimiento Correctivo Programado	Embreado de Patas (Torres)
		Cambio de Perfiles
Mantenimiento Sistema de Puesta a Tierra	Mantenimiento Predictivo	Reparación de Bases de Torres
	Mantenimiento Correctivo Programado	Medición de Puesta a Tierra
Revisiones y Mediciones Eléctricas	Mantenimiento Predictivo	Reparación de Puesta a Tierra
		Medición de Puntos Calientes
Supervisión Mantenimiento Mejoras	Mantenimiento Predictivo	Medición de Distribución de Potencial
		Mantenimiento Correctivo Programado
		Mejoras del Sistema de Transmisión

Una vez definidas las actividades se valorizan, mediante análisis de costos unitarios por actividad, el mismo que consiste en la asignación de recursos y rendimientos para la realización de cada actividad. Enseguida se define la frecuencia anual por actividad.

RESULTADOS

Los resultados del Costo Directo de Mantenimiento de Líneas de Transmisión parten de la valorización de los módulos respectivos, el cual toma en cuenta lo siguiente: La unidad a la que se aplica una actividad, el alcance de la actividad o cantidad de unidades, el costo unitario por actividad y la frecuencia de ejecución de una actividad.

La sumatoria de los costos parciales por cada tipo de línea, nos da el costo total de mantenimiento en este rubro.

8.1.2. COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES

CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS

Las instalaciones se consideran de tecnología actual, que requieren un mínimo de mantenimiento por lo que sus respectivas frecuencias de mantenimiento son mínimas.

Los costos de mano de obra, materiales, equipos y herramientas utilizados en la valorización de las actividades de mantenimiento corresponden a costos promedios de proveedores y contratistas nacionales.

De acuerdo a las políticas de la compañía, las actividades de supervisión del mantenimiento, estarán a cargo de personal propio de la empresa.

La definición de las frecuencias de mantenimiento toma en cuenta dos aspectos:

- El tipo de material del equipamiento de las instalaciones y

- El grado de contaminación que rodea a dicha instalación.

PROCESOS Y ACTIVIDADES

De acuerdo a la metodología de costeo, se definen los procesos y actividades los cuales consumen recursos de mano de obra, materiales e insumos y el uso de equipos y herramientas de distinta naturaleza cuyo destino es el mantenimiento de las instalaciones.

Los procesos definidos involucran los tipos de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo programado:

- a) Mantenimiento Predictivo: involucra actividades de Inspección, Medición, Análisis y Pruebas;
- b) Mantenimiento Preventivo: involucra actividades de Mantenimiento, Limpieza, Fumigación, Pintado y Ajustes;
- c) Mantenimiento Correctivo Programado: involucra actividades de Mantenimiento Integral y Mayor.

Los procesos y actividades definidos para el mantenimiento de subestaciones son los que se aprecian en la el Cuadro N° 8.1-2.

La valorización de las actividades se realiza mediante análisis de costos unitarios por actividad, el mismo que consiste en la asignación de recursos y rendimientos para la realización de cada actividad. Luego se define la frecuencia anual por actividad.

La cantidad de unidades por actividad en subestaciones se define metrande el equipamiento que tiene cada una de ellas, tal como número de interruptores, seccionadores, grapas, y otros para los cuales se les asigna una actividad de mantenimiento.

Teniendo estas consideraciones planteadas se valoriza el mantenimiento, determinándose el costo unitario del mismo.

Cuadro N° 8.1-2: Procesos y Actividades de Mantenimiento de SSEE

Procesos	Tipo de Mantenimiento	Actividades
Mantenimiento Celda Línea 220 kV	Mantenimiento Predictivo	Prueba de Control de Interruptor de Potencia
		Prueba de Control de Seccionador de Potencia
		Prueba de Control de Transformador de Corriente
		Prueba de Control de Transformador de Tensión
		Prueba y Calibración de Relés Multifunción
	Mantenimiento Preventivo	Programa de Termovisión
		Ajuste de Grapas Bifilares y Conectores
		Mantenimiento Electromecánico de Celdas
	Mantenimiento Correctivo Programado	Limpieza de Canaletas
		Pintado de Estructuras
		Mantenimiento de Rótulos de Equipos y Pórticos
		Mantenimiento de Tableros Eléctricos
Mantenimiento SVC	Mantenimiento Preventivo	Limpieza Manual de Aisladores
		Lavado en Frío de Aislamiento de equipos
		Mantenimiento Mayor de Seccionadores
		Pintado del SVC
		Limpieza de Bushing
	Mantenimiento Correctivo Programado	Prueba y Calibración de Relés
		Pruebas Eléctricas del SVC
		Mantenimiento Electromecánico del SVC
		Regeneración de Aceite Aislante
		Mantenimiento Mayor del SVC
Mantenimiento Servicios Auxiliares	Mantenimiento Preventivo	Cambio de Aceite y Filtro del G.E.
		Mantenimiento Eléctrico del G.E.
		Mantenimiento de Tableros de Servicios Auxiliares
		Mantenimiento de Banco de Baterías
		Mantenimiento de Rectificador
	Mantenimiento Correctivo Programado	Limpieza de Inyectores y Cambio Filtros de aire y Petróleo
		Mantenimiento del Sistema de Iluminación
		Mantenimiento Mayor del Transformador de SS.AA.
		Mantenimiento Mayor de Interruptores
		Mantenimiento Mayor de Interruptores
Mantenimiento de Edificios	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Mayor de Interruptores
		Mantenimiento de Edificio de Control
Mantenimiento de Puesta a Tierra	Mantenimiento Preventivo	Fumigación de Subestaciones
		Mantenimiento de Sistemas de Puestas a Tierra
		Medición de Sistema de Puesta a Tierra

RESULTADOS

Los resultados del Costo Directo de Mantenimiento de Subestaciones toman en cuenta: la unidad a la que se aplica una actividad, alcance de la actividad o cantidad de unidades, costo unitario por actividad y frecuencia de ejecución de una actividad.

La sumatoria de los costos parciales por cada subestación del Sistema de Transmisión Principal y Sistema de Transmisión Secundario, nos da el costo directo total en este rubro.

8.1.3. COSTO DIRECTO DE SUPERVISIÓN DE MANTENIMIENTO

CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS

Para el mantenimiento se ha tenido en cuenta lo siguiente:

- La supervisión de las actividades de mantenimiento de la subestación es ejecutada por personal propio de la compañía;
- La ejecución de las actividades de mantenimiento es ejecutada por terceros;
- El servicio de movilidad para la supervisión de las actividades de mantenimiento de líneas de transmisión es por alquiler de vehículos; y
- Las labores de chofer de los vehículos se consideran a cargo del personal auxiliar de la supervisión de mantenimiento de las líneas de transmisión.

RESULTADOS

Para la supervisión del mantenimiento se consideran tres Supervisores. Estos valores están incluidos dentro del cálculo realizado para la subestación.

8.1.4. COSTO DE MANTENIMIENTO DEL CENTRO DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES

CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS

Corresponde al mantenimiento de los equipos de telecomunicaciones (repetidoras del sistema de microondas y onda portadora) definidas para el Sistema Principal de Transmisión y Sistema Secundario de Transmisión:

- Sistema Principal de Transmisión: sistema de microondas y onda portadora entre las subestaciones.
- Sistema de Transmisión Secundario: sistema de microondas y onda portadora entre las demás subestaciones.

Las instalaciones se consideran de tecnología actual, que requieren un mínimo de mantenimiento por lo que sus respectivas frecuencias de mantenimiento son mínimas.

Los costos de mano de obra, materiales, equipos y herramientas utilizados en la valorización de las actividades de mantenimiento corresponden a costos reales de proveedores y contratistas nacionales.

De acuerdo a la estructura propuesta de organización de la empresa, las actividades de supervisión del mantenimiento de telecomunicaciones estarán a cargo del personal propio de la empresa.

Asimismo se incluirá el mantenimiento al Centro de Control, el cual incluirá el mantenimiento del software utilizado, aquí se considera que un tercero realizará dicha labor.

PROCESOS Y ACTIVIDADES

De acuerdo a la metodología de costeo, se definen procesos y actividades los cuales consumen recursos de mano de obra, materiales e insumos y el uso de equipos y herramientas de distinta naturaleza cuyo destino es el mantenimiento de las instalaciones. Los procesos definidos involucra mantenimiento preventivo, predictivo, y correctivo programado:

- a) Mantenimiento Preventivo: involucra actividades de Mantenimiento y Limpieza.
- b) No se considera Mantenimiento Predictivo y Correctivo

Los procesos y actividades definidos para el mantenimiento de centro de control y telecomunicaciones están definidos en el Cuadro N° 8.1-3.

La valorización de las actividades se realiza mediante análisis de costos unitarios por actividad, el mismo que consiste en la asignación de recursos y rendimientos para la realización de dicha actividad. Luego se define la frecuencia anual por actividad.

La cantidad de unidades por actividad en telecomunicaciones se define realizando el metrado el equipamiento que tiene cada una de ellas, tal como número de trampas de onda, radio bases, radios en vehículos y portátiles, y tableros, para los cuales se les asigna una actividad de mantenimiento.

Teniendo estas consideraciones planteadas se valoriza la instalación de telecomunicaciones, determinándose el costo de mantenimiento.

Los montos a ser utilizados en el mantenimiento de centro de control es el pago que se realizará a los terceros por realizar esta labor.

Cuadro N° 8.1-3: Procesos y Actividades de Mantenimiento de Centro de Control y Telecomunicaciones

Procesos	Tipo de Mantenimiento	Actividades
Mantenimiento del Centro de Control	Mantenimiento Preventivo	Limpieza de Servidores
		Prueba y Diagnostico de Servidores
		Limpieza de Estaciones de Operacion
		Diagnostico de Estaciones de Operacion
		Limpieza de Switch
		Prueba y Diagnostico de Switch
		Limpieza de Router
		Diagnostico de Router
		Limpieza de cableria Red Lan
		Prueba y Diagnostico de cableria Red Lan
		Limpieza de Impresora
		Diagnostico y Reparacion de impresora
		Limpieza de UPS
		Diagnostico y reparacion de UPS
		Limpieza de Estabilizador
		Diagnostico y reparacion de estabilidaor
		Limpieza de grupo Electrógeno
		Diagnóstico y Reparación de grupo electrógeno
		Limpieza de Aire Acondicionado
		Diagnostico y Reparación de Aire Acondicionado
		Limpieza de RTU
		Diagnostico y Reparación de RTU
		Prueba, Diagnostico y Reparación de SCADA
		Prueba, Diagnostico y Reparación de Programación de Programa de Seguridad
		Limpieza de computadora portátil
		Diagnostico y Reparación de computadora portátil
		Cambio de tarjetas integradas
Mantenimiento del Sistema de Telecomunicaciones	Mantenimiento Preventivo	Limpieza de Acoplador de señal
		Diagnostico de Acoplador de señal
		Limpieza de Equipo Transmisor-Receptor de Onda Portadora
		Diagnostico de Equipo Transmisor-Receptor de Onda Portadora
		Limpieza de Equipo Transmisor-Receptor de Teleproteccion.
		Diagnostico de Equipo Transmisor-Receptor de Teleproteccion.
		Limpieza de Equipo transmisor/receptor de radio digital E1
		Diagnostico de Equipo transmisor/receptor de radio digital E1
		Limpieza de Antena parabolida de rejilla, direccional
		Diagnostico de Antena parabolida de rejilla, direccional
		Limpieza de Cable Coaxial con ferreteria de montaje
		Diagnostico de Cable Coaxial con ferreteria de montaje
		Limpieza de Puesta a tierra
		Diagnostico de Puesta a tierra
		Diagnostico de Central Telefonica Digital
		Limpieza de Aparato Telefonico de Interperie
		Diagnostico de Aparato Telefonico de Interperie
		Limpieza de Radio Movil, Estación vehicular y Estación repetidora de radio móvil.
		Mantenimieto de Radio Movil, Estación vehicular y Estación repetidora de radio móvil.

RESULTADOS

Los resultados del Costo Directo de Mantenimiento de Telecomunicaciones toman en cuenta la unidad a la que se aplica una actividad, alcance de la actividad o cantidad de unidades, costo unitario por actividad y la frecuencia de ejecución de una actividad.

8.2. COSTOS DIRECTOS DE OPERACIÓN (CDO)

Conforme el Procedimiento de OSINERGMIN, corresponden a los costos del Proceso de Operación del sistema de transmisión en el Centro de Control, la Subestación Vizcarra y la Subestación Yanacancha. Entre otras comprenden las actividades de programación, análisis de la operación y la toma de acciones correctivas y preventivas, para un correcto funcionamiento del Sistema Principal de Transmisión y del Sistema Secundario de Transmisión de la empresa modelo. En la Figura 7, se muestra la composición de los costos de operación.

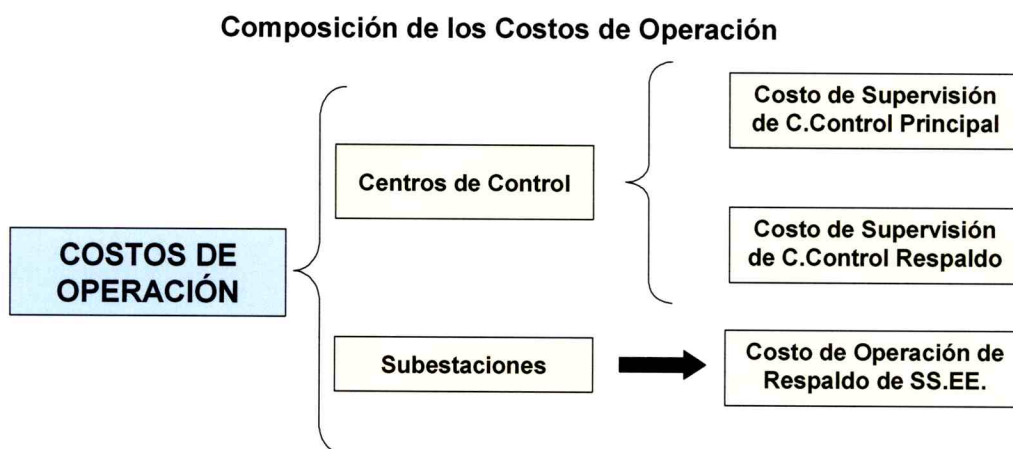


Figura 7

8.2.1. CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS

Corresponden a los costos del Proceso de Operación del sistema de transmisión concesionado a ANTAMINA. La operación se divide en Operación de las Subestaciones y del Centro de Control. Estos se componen en procesos y actividades de operación, como son; maniobras de respaldo o de emergencia que son realizadas por los Asistentes de las Subestaciones del Sistema Principal de Transmisión y del Sistema Secundario de Transmisión. Para cumplir estos objetivos de la operación se requiere de una infraestructura básica necesaria para el correcto funcionamiento de la instalación.

8.2.2. COSTOS DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES

Las labores de operación de la subestación están a cargo de cuatro Operadores de Subestación, en casa una, quienes realizan turnos para la ejecución de las labores de operación, la cual considera la realización de toma de datos de todos los equipos de la subestación (en perturbaciones deben obtener información local), el rearme de los relés de disparo y bloqueo, los registros de los señalizaciones de relés, maniobras de los seccionadores de puesta a tierra, atención de maniobras de equipos.

Los procesos de operación considerados en las subestaciones de la empresa modelo, son las que se detallan en el Cuadro N° 8.2-1.

Cuadro N° 8.2-1: Procesos y Actividades de Operación Subestaciones

Item	Relación de Procesos	Relación de Actividades
1	Operación de Respaldo	Inspección de sistemas de protección, control y medida Toma de datos de eventos Rearme de relés de disparo y bloqueo Reporte de eventos de equipos y telecomunicaciones.
2	Cambio de Turno del Personal	Cambio de turnos
3	Gestión Operativa de Subestación	Reinicialización de base de datos del sistema de monitoreo SCC Entrega de equipos para mantenimiento bajo permiso de trabajo Verificación y control de las condiciones de seguridad durante intervenciones Verificar la ejecución del mantenimiento operativo y reporte de planillas.
4	Maniobra de equipos	Maniobras Programadas Maniobras de emergencias Operación del Grupo Electrónico

Para la atención de la subestación se han considerado las herramientas de trabajo que requiere el operador, equipos de maniobras y de seguridad, infraestructura necesaria para la atención de la subestación, camioneta permanente de emergencia para recurrir con prontitud a una urgencia operativa y/o humana.

Se ha considerado las adquisiciones de útiles de oficina, elementos diversos, medicinas y gastos varios.

Por último, se ha considerado el transporte del personal que consiste en el traslado del personal de operación y en casos de emergencia.

8.2.3. COSTOS DE OPERACIÓN DE CENTRO DE CONTROL

Estos costos corresponden a las labores de operación del sistema eléctrico de ANTAMINA, incluyendo la operación de los equipos de maniobra en estado normal y emergencia de las instalaciones del Sistema Principal de Transmisión y del Sistema Secundario de sus instalaciones de Transmisión. Así mismo, incluye las labores de programación y evaluación de la operación.

Por las características y el ámbito del sistema de transmisión de ANTAMINA, para fines del presente estudio, se considerará como una empresa de transmisión pequeña.

Las actividades de control del sistema están a cargo del personal de operación del Centro de Control, quienes supervisan y controlan las subestaciones Vizcarra y Yanacancha, realizando las coordinaciones de operación con el Centro de Coordinación Nacional y otras empresas del sector.

El personal de operación en tiempo real y del mantenimiento del sistema SCADA está a cargo del Jefe de Operación.

El Centro de Control tiene 3 turnos de 8 horas cada uno a fin de cubrir el servicio continuo. En cada turno cuenta con la participación de un Ingeniero Supervisor, quien evalúa las condiciones de operación de la red y coordina con los demás centros de control. Además durante cada turno participa un Ingeniero de Operación, que se encargan de la operación.

Para la evaluación de los Costos Directos de Operación, se excluyen los Costos de Gestión (Gerencia de Operación y Mantenimiento de la empresa modelo) y los Costos Indirectos de Transmisión, conforme la Figura 8.

En el Cuadro N° 8.2-2 se muestra la relación de procesos y actividades considerados para la operación del centro de control.

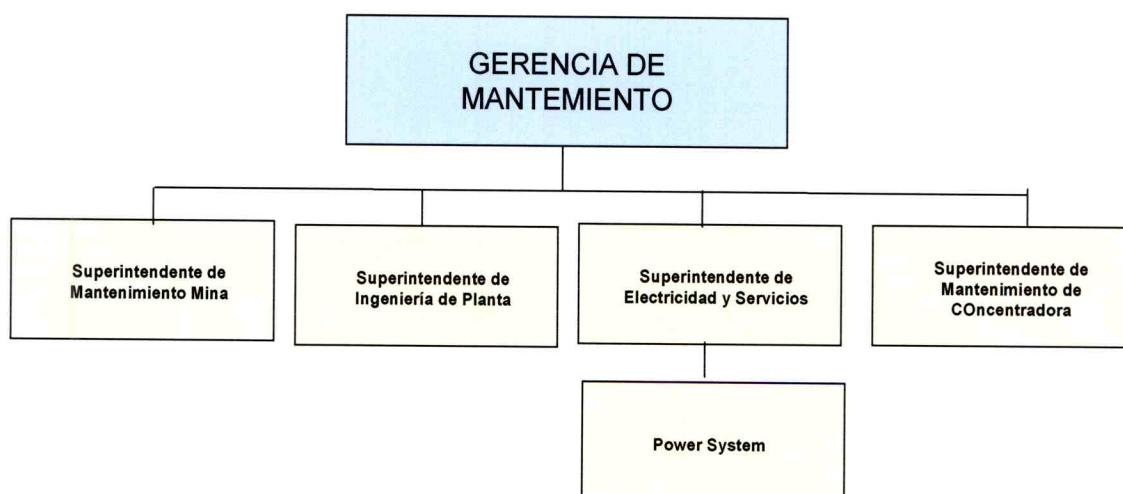


Figura 8

Cuadro N° 8.2-2: Procesos y Actividades de Operación Centro de Control

Item	Relación de Procesos	Relación de Actividades
1	Realizar programas de mantenimiento	Coordinación con agentes relacionados Coordinaciones con el COES Reuniones de coordinación
2	Participación en pruebas y evaluación de nuevos equipos	Desplazamientos y traslados en sitio Participación en pruebas Preparación de informes
3	Administración de documentos técnicos	Biblioteca de manuales (magnético/papel) Manejo de archivos
4	Operación en Tiempo Real	Coordinación de maniobras (normal/emergencia) Ejecución de maniobras (programadas/emergencia) Administración de ordenes y permisos de trabajo Coordinaciones operativas Supervisión de subestaciones con operador de respaldo Registro de eventos Preparación de informes preliminares de eventos Preparación de procedimientos e instrucciones Seguimiento a normas de seguridad
5	Supervisión del sistema de telecomunicaciones	Supervisión de canales de comunicación Pruebas punto a punto Solución de contingencias
6	Administrar el sistema scada	Hardware Software Interface hombre/máquina
7	Cambio de turnos	Cambio de turnos
8	Evaluación y análisis post-operativos	Estadísticas de la red Realizar análisis de fallas Preparación de informes Sustentaciones ante COES y OSINERG
9	Preparación de informes técnicos	Informes por la NTCSE Plan de Expansión de la Red Indicadores operativos de la red de transmisión
10	Procesamiento de contadores de energía	Administración de bases de datos de contadores Recuperación de datos por teleproceso Preparación de información para transferencias

8.3. COSTOS DE GESTIÓN (CDG)

Los Costos de Gestión corresponden a los Costos del Personal (Directorio, Gerencia General, Gerencia de Administración y Finanzas y la Gerencia de Operación y Mantenimiento) y los Costos de Gestión No personales.

8.3.1. COSTOS DE PERSONAL

Primero se determina la organización modelo y luego se asigna los costos de personal asignado a esta organización modelo para la administración, la operación y mantenimiento del Sistema de Transmisión de ANTAMINA.

ORGANIZACIÓN DE EMPRESA MODELO

Se ha tomado en consideración el Organigrama de la Empresa Modelo, bajo la cual se han modelado los puestos reales. ANTAMINA califica como una empresa de transmisión de pequeña complejidad, cuya actividad principal es la transmisión de energía eléctrica y cuenta con un sistema de transmisión de mediana amplitud geográfica y un número de subestaciones menor a 20 instalaciones.

REMUNERACIONES

La remuneraciones utilizadas para la empresa modelo consideran los criterios señalados por el OSINERGMIN.

ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA REAL

El tamaño de la organización real de ANTAMINA se ajusta a las exigencias establecidas en su contrato de concesión y a la normatividad vigente.

ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA MODELO

Los costos de Gestión Personales, se calcularán, para el personal el organigrama de la Figura 9.



Figura 9

La aplicación de la organización de la empresa ideal incidirá sobre el desempeño eficiente para gestionar la empresa, considerando las responsabilidades que cada órgano desempeña en una empresa real.

En el cuadro N° 8.3.1-1 se puede apreciar las variaciones entre la organización de la empresa real y la empresa modelo.

Cuadro N° 8.3.1-1 Organización de Empresa Real y Empresa Modelo

ORGANIGRAMA REAL DE ANTAMINA	EMPRESA MODELO
Directorio	Directorio
Presidente y CEO	Gerencia General
Gerente de Asuntos Corporativos	
Gerencia Legal	
Controller	
Gerencia de Logística	Gerencia de Administración y Finanzas
Gerencia de Finanzas	
Gerencia de Recursos Humanos	
Gerencia de Mantenimiento	Gerencia de Operación y Mantenimiento
Gerencia de Construcción	

La Gerencia de Operación y Mantenimiento de la empresa modelo agruparía las funciones de Supervisión de Operación y Mantenimiento. Se destaca que las funciones de las áreas dependientes de las gerencias reales permanecen.

DIRECTORIO

A fin de diseñar los costos del Directorio se ha considerado los gastos estándar conforme a las premisas para el cálculo del COyM.

El principal gasto a considerar son las dietas y para su determinación, se ha considerado un total de 5 Directores que se sesionan 2 veces por mes, con una Dieta por sesión equivalente a la que fija el FONAFE para una empresa estatal de la misma categoría. En este caso, se ha tomado como referencia la empresa Electroperú S.A.

Para el cálculo de los costos de Gestión Personales, se considera que las áreas que dependen de la Gerencia de Operación y Mantenimiento no se incluirán como parte de estos costos, a diferencia de las áreas que dependen de la Gerencia de Administración y Finanzas que si están incluidas; esto se aprecia en la Figura 10.

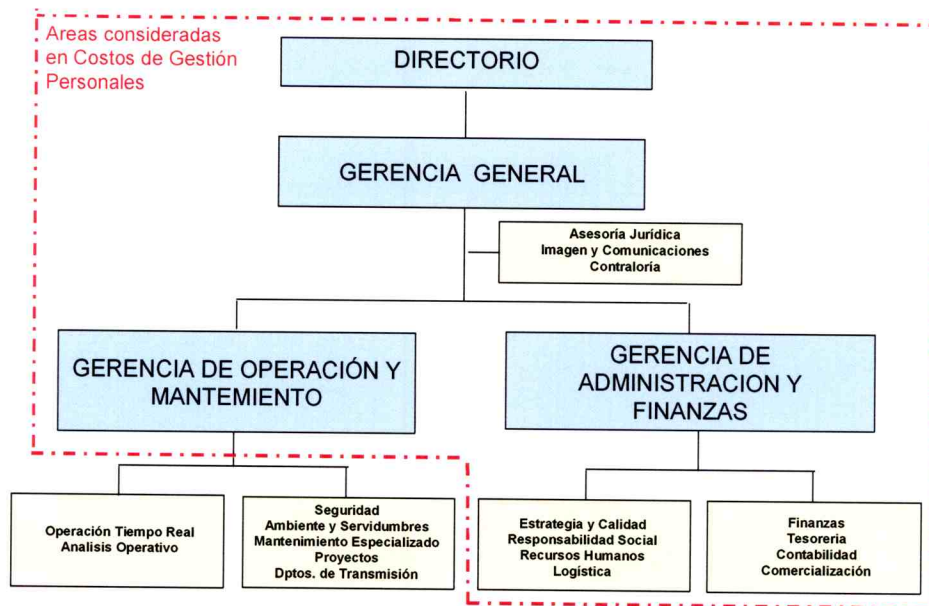


Figura 10

8.3.2. COSTOS NO PERSONALES

De acuerdo al procedimiento, corresponden a los gastos de las siguientes partidas: suministros diversos, servicios de terceros, cargas diversas de gestión y tributos, todos determinados de manera acorde al número de personal de la empresa modelo y al nivel de ingresos (reales o fictos) que tiene la empresa por concepto exclusivo de la actividad de transmisión eléctrica en el país.

A) Suministros Diversos

Considera los costos de materiales y suministros de oficina, muebles y accesorios, licencias de software y otros necesarios para la Gestión de la empresa modelo de transmisión.

A) Servicios de Terceros

Considera los alquileres de las oficinas administrativas, las cuales se encuentran en San Isidro – Lima, servicios de agua, luz, teléfono, Internet, gastos de auditoría, servicios legales y técnicos, servicios contables, servicios de limpieza y cafetería, y otros servicios para la Gestión de la empresa.

B) Cargas Diversas de Gestión

Comprende los gastos de representación, gastos de viaje (de los Directores para asistencia a las Sesiones de Directorio y de la plana Gerencial de la empresa), suscripciones y otros gastos para la Gestión de la empresa modelo de transmisión.

C) Tributos

Comprende todos los Tributos y otros como el pago del Impuesto a las Transferencias Financieras (ITF), inclusive los aportes a los organismos OSINERGMIN, DGE/MEM establecidos por el Decreto Ley N° 25844.y que tengan incidencia directa o por asignación en la empresa modelo de transmisión.

De acuerdo a este dispositivo, todas las empresas del subsector electricidad deben efectuar una aportación, para solventar los gastos de los organismos de supervisión, reguladores y normativos como son; OSINERGMIN y la DGE/MEM, equivalente al 1% de sus ingresos por ventas de servicios de transmisión de energía eléctrica.

Así mismo, las empresas integrantes del COES deben contribuir a financiar el presupuesto de este organismo, así como cubrir el COyM del servicio de coordinación en tiempo real que realiza. En el caso de las empresas de transmisión, estos aportes se calculan en función también a sus ingresos anuales provenientes de los conceptos de Peaje por Conexión e Ingreso Tarifario del SPT.

8.4. COSTOS INDIRECTOS DE TRANSMISIÓN (CIT)

8.4.1. COSTOS DE SEGURIDAD

Se utiliza un Sistema Económicamente Adaptado (SEA) aplicado a las instalaciones de ANTAMINA. Se considera que las subestaciones Vizcarra y Yanacancha cuentan con dos puestos de vigilancia de 24 horas, cada una.

5.4.2 COSTOS DE SEGUROS

ANTAMINA tiene contratado una póliza Multiriesgos para toda su infraestructura. Adicionalmente a la póliza Multiriesgos, ANTAMINA cuenta con pólizas de seguros que otorgan adecuada cobertura a todos aquellos riesgos derivados de sus operaciones, tanto a los de su patrimonio como a los de su personal contratado; así mismo a aquellos daños materiales o personales que ANTAMINA pudiera ocasionar a terceros durante la ejecución de dichas operaciones. Entre las principales podemos nombrar las siguientes: Póliza de Responsabilidad Civil, Deshonestidad y Vehículos.

5.4.3 COSTOS ADMINISTRATIVOS DE TRANSMISIÓN

A) Costos Personales

Este costo considera los puestos y número de personal necesarios para efectuar la gestión de transmisión. El número de supervisores está relacionado con las actividades directas de operación y mantenimiento.

B) Costos de Gestión No Personales:

De acuerdo al procedimiento, los costos no personales corresponden a los gastos de las siguientes partidas: suministros diversos, servicios de terceros, cargas diversas de gestión y tributos, todos determinados de manera acorde al número de personal de la empresa modelo.

C) Suministros Diversos

Considera los costos de materiales y suministros de oficina y otros necesarios para el desarrollo directo de la actividad de transmisión de la empresa modelo.

D) Servicios de Terceros

Considera los servicios de agua, electricidad para SS.AA. de las subestaciones, teléfono, envío de datos, Internet, servicios técnicos, servicios de limpieza y otros servicios requeridos para el desarrollo directo de la actividad de transmisión de la empresa modelo.

E) Cargas Diversas de Gestión

Comprende los gastos de viaje y otros gastos requeridos para el desarrollo directo de la actividad de transmisión de la empresa modelo.

F) Tributos

Comprende todas las licencias municipales necesarias para el mantenimiento del sistema de transmisión de la empresa modelo contratado.

8.5. CÁLCULO

En el Cuadro N° 8.5-1 se aprecian los valores del COyM del Sistema de Transmisión de ANTAMINA.

Cuadro N° 8.5-1: COyM de ANTAMINA

	TIPO DE SISTEMA		TOTAL
	PRINCIPAL	SECUNDARIO	
OPERACIÓN	1,205	39,415	40,619
Operación CC	181	1,925	2,106
Operación de Subestaciones	1,024	37,490	38,514
MANTENIMIENTO	7,688	148,229	155,917
Líneas de Transmisión	0	44,939	44,939
Subestaciones	7,513	101,425	108,937
Mantenimiento CC y TEL	175	1,866	2,041
GESTIÓN	11,205	422,065	433,270
Personal	7,737	291,442	299,179
No Personales	3,468	130,623	134,091
Costos No Personales sin Seguros	1,651	62,191	63,842
SEGUROS	1,817	68,432	70,249
SEGURIDAD	1,721	52,916	54,637
COSTOS INICIALES			
Sub Total COyM	21,818	662,625	684,443
VNR	656,170	24,716,416	25,372,586
COyM/VNR	3.325%	2.681%	2.698%

El COyM calculado para el Sistema de Transmisión de ANTAMINA es de 2.698%, el cual se asigna al SPT (3.325%) y SST (2.681%) conforme se indica.

9. ANEXOS

- 9.1. FORMATOS DEL COYM**
- 9.2. BOLETÍN DE ESTADÍSTICAS OCUPACIONALES DEL MINISTERIO DE TRABAJO**
- 9.3. DOCUMENTOS DE DIETAS DE ELECTROPERÚ**
- 9.4. TIPO DE CAMBIO AL 31-12-2010**
- 9.5. IPPM A DICIEMBRE 2010**
- 9.6. IPC**
- 9.7. ARCHIVOS SOLICITADOS POR OSINERGMIN**

ANEXO H

**PROPUESTA TARIFARIA DEL SISTEMA GARANTIZADO DE
TRANSMISIÓN DE ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE**

PERÍODO MAYO 2011 – ABRIL 2012.

Abengoa Transmisión Norte S.A.

**Propuesta de Costos Totales de Transmisión
del Sistema Garantizado de Transmisión
de ATN**

**Fijación de Precios en Barra,
mayo 2011 - abril 2012**

Enero, 2011

ST COES - 0324

ÍNDICE GENERAL

1. ANTECEDENTES	2
1.1. INTRODUCCIÓN	2
1.2. OBJETO DEL ESTUDIO	3
1.3. BASE LEGAL.....	3
2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA GARANTIZADO DE TRANSMISIÓN DE ATN	5
3. CÁLCULOS DEL COSTO TOTAL DE TRANSMISIÓN DEL SGT	8
3.1. DETERMINACIÓN DEL COSTO DE INVERSIÓN (CI)	8
3.2. DETERMINACIÓN DEL COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	10
3.3. DETERMINACIÓN DEL COSTO TOTAL DE TRANSMISIÓN	11
3.4. DETERMINACIÓN DEL PEAJE DEL SGT.....	12
4. ANEXO	13

1. ANTECEDENTES

1.1. INTRODUCCIÓN

Con fecha 22 de mayo de 2008 el Estado Peruano suscribió con la empresa Abengoa Transmisión Norte S.A. (en adelante ATN) el contrato de Concesión del Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) de la Línea de Transmisión Eléctrica Carhuamayo-Paragsha-Conococha-Huallanca-Cajamarca-Cerro Corona-Carhuaquero (en adelante CONTRATO).

Mediante Adenda N° 1, de fecha 03 de marzo de 2009, las Partes sustituyeron el primer párrafo de la Cláusula 4.3 del CONTRATO, agregando un segundo párrafo a la Cláusula 8.4 del CONTRATO y acordaron una Cláusula Adicional, como consecuencia de Fuerza Mayor que impedía la ejecución del Tramo N° 5. Al respecto, se acordó que, de extenderse tal situación por el plazo de un (1) año desde la suscripción de la Adenda N° 1, el Tramo N° 5 dejaría de formar parte de la Línea Eléctrica.

Con la Adenda N° 2, suscrita el 28 de mayo de 2010, las Partes modificaron la definición contenida en el literal t) de la Cláusula 1.4 del Contrato; incorporaron las definiciones de “Puesta en Operación Comercial de la Línea Eléctrica” y “Tramo” como literales y) y z) de la Cláusula 1.4 del CONTRATO, respectivamente; modificaron

las Cláusulas 3.4, 4.3 4.9, 8.1 literal d), 10.7, 11.1, 11.2 literal a), 12.12, 15.4 del CONTRATO; agregaron el acápite i.3 al literal i) del numeral 3.2 del Anexo N° 1 del CONTRATO; incorporaron el “Anexo N° 1-A” A EL CONTRATO y extendieron por seis (6) meses adicionales, el plazo de un (1) año estipulado en el numeral 3.2 de la Cláusula TERCERA de la Adenda N° 1.

Mediante Adenda N° 3, suscrita el 05 de noviembre de 2010, se modificaron, entre otros, las fechas de puesta en operación comercial de los tramos del proyecto señalados en la Cláusula 4.3 del CONTRATO. Además, se modificaron las Adendas N° 1 y N° 2 en relación al plazo estipulado para la puesta en servicio del Tramo N° 5.

Considerando que los Tramos N°1 y N°2 entraron en operación comercial el 22 de noviembre del 2010, y dado que la ampliación de la SE Cajamarca – SVC tiene previsto su inicio en operación comercial el 22 de enero del 2011, así como los Tramos N°3 y N°4 el 22 de mayo del 2011, todas ellas dentro del periodo de aplicación del proceso de fijación de tarifas en barra mayo 2011 – abril 2012. Por tanto, ATN tiene el derecho y la obligación de presentar su propuesta de peajes por su SGT.

1.2. OBJETO DEL ESTUDIO

El objetivo central del presente informe es:

Determinar los Costos Totales de Transmisión del Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) de ATN para los Tramos N° 1, N° 2, N° 3, N° 4 y Ampliación de la SE Cajamarca - SVC, para el proceso de Fijación de Precios en Barra mayo 2011 – abril 2012.

1.3. BASE LEGAL

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

- Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (“LCE”);

-
- Decreto Supremo N° 009-93-EM Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (“RLCE”) y modificatorias;
 - Decreto Supremo N° 059-96-PCM, Aprueba 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;
 - Contrato de concesión de la SGT de la Línea de Transmisión 220 kV Carhuamayo-Paragsha-Conococha-Huallanca-Cajamarca-Cerro Corona-Carhuaquero firmado entre ATN S.A. y el Estado Peruano y sus respectivas adendas;
 - Resolución OSINERGMIN N°200-2010-OS/CD, que aprueba la norma “Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingreso por los Servicios de Transmisión Eléctrica del Sistema Garantizado de Transmisión”;
 - Ley 28832, “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”;
 - Decreto Supremo N° 027-2007-EM, “Aprueban Reglamento de Transmisión y modifican Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas”;

2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA GARANTIZADO DE TRANSMISIÓN DE ATN

Las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión de ATN contempladas dentro de los alcances del proceso de Fijación de Tarifas en Barra Mayo 2011 - Abril 2012 son:

TRAMO N° 1

Conformado por las siguientes instalaciones:

- LT 220kV Carhuamayo - Paragsha, doble terna y de 42km de longitud;
- Ampliación Subestación Carhuamayo, y;
- Ampliación Subestación Paragsha.

TRAMO N° 2

Conformado por las siguientes instalaciones:

- LT 220kV Paragsha - Conococha, simple terna y de 174 km de longitud;
- Ampliación Subestación Paragsha, y;
- Nueva Subestación Conococha.

TRAMO N° 3

Conformado por las siguientes instalaciones:

- LT 220kV Conococha - Huallanca, doble terna y de 165 km de longitud;
- Ampliación Subestación Conococha, y;
- Nueva Subestación Huallanca.

TRAMO N° 4

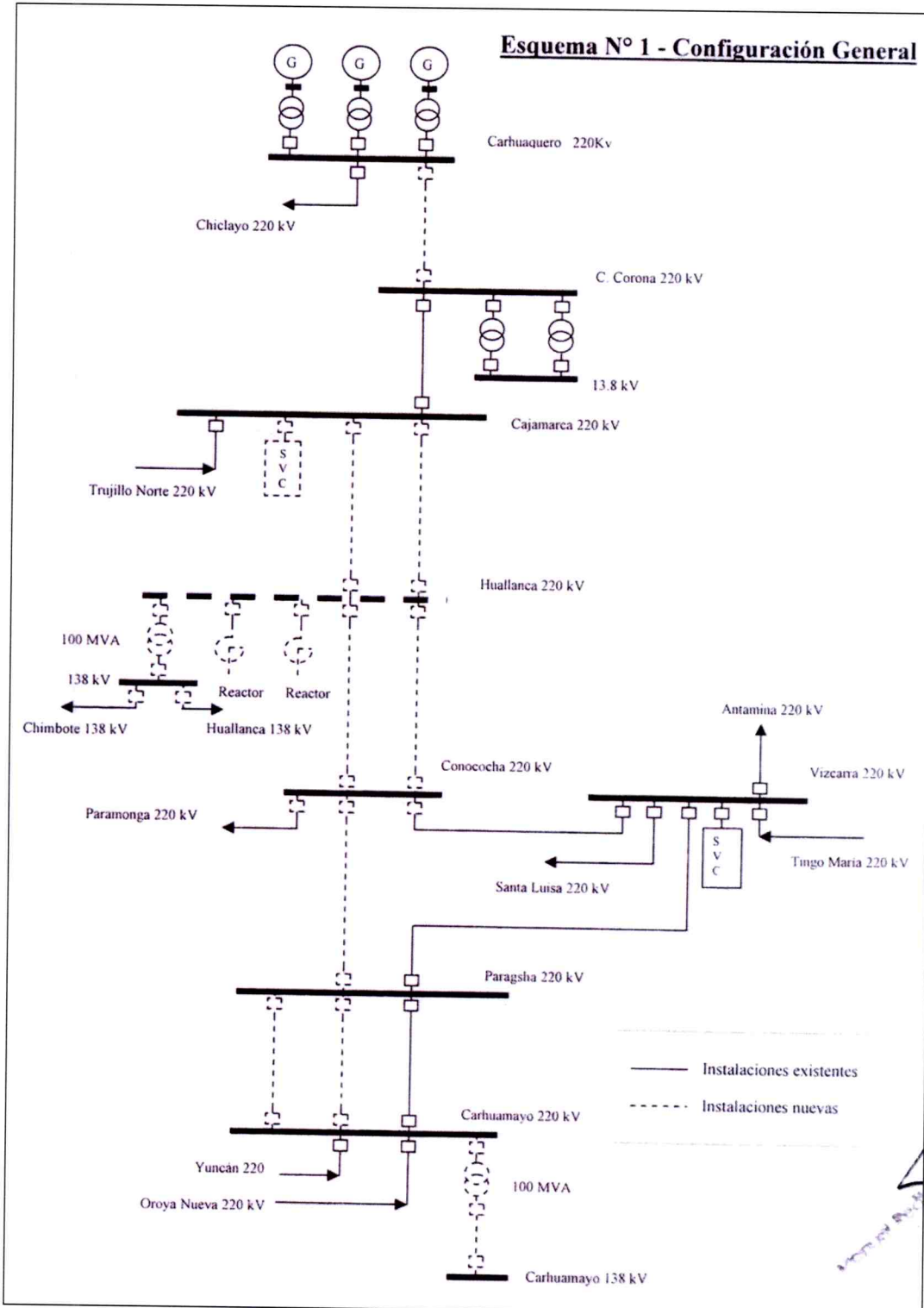
Conformado por las siguientes instalaciones:

- LT 220kV Huallanca - Cajamarca, doble terna y de 230 km de longitud;
- Ampliación Subestación Huallanca, y;
- Ampliación Subestación Cajamarca.

AMPLIACIÓN SE CAJAMARCA 220KV – SVC.

En el siguiente esquema se muestra el detalle del equipamiento total del SGT de ATN.

ESQUEMA N°1



3. CÁLCULOS DEL COSTO TOTAL DE TRANSMISIÓN DEL SGT

Estando el inicio de operación comercial de los tramos 1 al 4 y la ampliación de la SE Cajamarca - SVC dentro del período del proceso de Fijación de Tarifas en Barra mayo 2011 - abril 2012, corresponde la determinación de su peaje de conexión. Las fechas de inicio de operación de cada tramo se muestran en el Cuadro N° 1.

CUADRO N° 1

Entrada en Operación Comercial del SGT de ATN

Tramos	LL.TT. y SS.EE. Asociadas	Fecha de Puesta en Operación Comercial
Tramo 1	LT 220kV Carhuamayo-Paragsha y SS.EE. Asociadas	22/11/2010
Tramo 2	LT 220kV Paragsha-Conococha y SS.EE. Asociadas	22/11/2010
Tramo 3:	LT 220kV Conococha-Huallanca y SS.EE. Asociadas	22/05/2011
Tramo 4:	LT 220kV Huallanca-Cajamarca y SS.EE. Asociadas	22/05/2011
	Ampliación de la SS.EE. Cajamarca – SVC	22/01/2011

3.1. DETERMINACIÓN DEL COSTO DE INVERSIÓN (CI)

En el Anexo N° 1-A de la adenda N° 2 del CONTRATO, se establecen los costos de inversión que rigen a partir de la entrada en Operación Comercial de las

instalaciones, fecha en la que la Concesionaria comienza a prestar el servicio y adquiere el derecho a cobrar la Tarifa.

El literal f) del numeral 8.1 del CONTRATO, textualmente dice:

“El índice de actualización, es el índice WPSSOP3500 (Finished Goods Less Food and Energy), publicado por el Departamento de Trabajo del Gobierno de los Estados Unidos de Norteamérica. El índice inicial será el que corresponda al mes de la fecha de Puesta en Operación Comercial”.

Según el b del numeral 5.1 del Artículo 5° del “Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del Sistema Garantizado de Transmisión”, el valor inicial del índice WPSSOP3500, será el último dato publicado como definitivo que corresponda al mes de la fecha de entrada en Operación Comercial de las instalaciones, valor que se deberá tomar como índice inicial.

Dado que a enero del 2011, no se cuenta con el valor definitivo del índice WPSSOP3500 correspondiente a noviembre del 2010, no se puede actualizar el CI de las instalaciones que conforman los Tramos N° 1 y N° 2. (ver anexo A).

Por tanto, los costos de Inversión del SGT de ATN se muestran en el Cuadro N° 2:

CUADRO N° 2

Costos de Inversión del SGT de ATN

Tramos	LL.TT. y SS.EE. Asociadas	CI (US\$)
Tramo 1	L.T. Carhuamayo - Paragsha	4 043 881,00
	S.E. Carhuamayo	3 854 889,00
	S.E. Paragsha	1 065 486,50
Total Tramo N° 1		8 964 256,50
Tramo 2	L.T. Paragsha-Conococha	9 047 526,00
	S.E. Paragsha	1 065 486,50
	S.E. Conococha	2 476 984,00
Total Tramo N° 2		12 589 996,50
Tramo 3	L.T. Conococha-Huallanca	16 701 859,00

Tramos	LL.TT. y SS.EE. Asociadas	CI (US\$)
	S.E. Conococha	2 476 984,00
	S.E. Huallanca	4 656 527,00
Total Tramo N° 2		23 835 370,00
Tramo 4	L.T. Huallanca-Cajamarca	36 686 138,00
	S.E. Huallanca	4 656 527,00
	Otros	2 541 974,40
Total Tramo N° 4		43 884 639,40
Ampliación SE Cajamarca	SVC	10 167 897,60
Total SVC		10 167 897,60
TOTAL SGT		99 442 160,00

3.2. DETERMINACIÓN DEL COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

según el Anexo N° 1-A de la adenda N° 2 del CONTRATO, los costos de operación y Mantenimiento (COyM), se muestra en el siguiente Cuadro N° 3.

De manera similar a lo descrito para los costos de inversión, no se puede actualizar el COyM de los Tramos N° 1 y N° 2.

CUADRO N°3

Costos de Operación y Mantenimiento del SGT de ATN

Tramos	LL.TT. y SS.EE. Asociadas	COyM (US\$)
Tramo 1	L.T. Carhuamayo - Paragsha	182 686,00
	S.E. Carhuamayo	174 148,00
	S.E. Paragsha	48 134,50
Total Tramo N° 1		404 968,50
Tramo 2	L.T. Paragsha-Conococha	408 730,00
	S.E. Paragsha	48 134,50
	S.E. Conococha	111 900,00
Total Tramo N° 2		568 764,50
Tramo 3	L.T. Conococha-Huallanca	754 522,00
	S.E. Conococha	111 900,00

Tramos	LL.TT. y SS.EE. Asociadas	COyM (US\$)
	S.E. Huallanca	210 363,00
Total Tramo N° 2		1 076 785,00
Tramo 4	L.T. Huallanca-Cajamarca	1 657 329,00
	S.E. Huallanca	210 363,00
	Otros	114 836,00
Total Tramo N° 4		1 982 528,00
Ampliación SE Cajamarca	SVC	459 344,00
Total SVC		459 344,00
TOTAL SGT		4 492 390,00

3.3. DETERMINACIÓN DEL COSTO TOTAL DE TRANSMISIÓN

El CTT se calcula sumando la anualidad de los Costos de Inversión (@CI) y los Costos de Operación y Mantenimiento (COyM).

El @CI se calcula para una vida útil de 30 años y una tasa de actualización anual del 12 %.

La Tasa de actualización mensual se calcula con la tasa de actualización anual, obtenida mediante la siguiente expresión:

$$TAM = \sqrt[12]{1+12\%} - 1$$

En el Cuadro N° 4 se muestra el Costo Total de Transmisión por tramos.

Cuadro N° 4

Detalle del Costo Total de Transmisión y Peaje Anual del SGT de ATN

SGT	CI (US\$)	aCI US\$/Año	COyM US\$/Año	Costo Total de Transmisión US\$/Año	Peaje Anual S./Año
Tramo 1:	8 964 256,50	1 112 855,59	404 968,50	1 517 824,09	4 263 567,87
Tramo 2:	12 589 996,50	1 562 968,21	568 764,50	2 131 732,71	5 988 037,19
Tramo 3:	23 835 370,00	2 959 010,01	1 076 785,00	4 035 795,01	11 336 548,19
Tramo 4:	43 884 639,40	5 447 999,65	1 982 528,00	7 430 527,65	20 872 352,16
Ampliación SE Cajamarca - SVC	10 167 897,60	1 262 280,00	459 344,00	1 721 624,00	4 836 041,81
Total	99 442 160,00	12 345 113,46	4 492 390,00	16 837 503,46	47 296 547,21

3.4. DETERMINACIÓN DEL PEAJE DEL SGT

Para el caso de las instalaciones pertenecientes al SGT de ATN es necesario tomar en cuenta la siguiente expresión para la determinación del Peaje por Conexión:

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

Donde:

LA, corresponde a la liquidación anual que es necesario determinar en cumplimiento de lo dispuesto en los respectivos Contratos de Concesión. Para el presente informe (LA =0), dado que ATN no ha facturado hasta la fecha.

Los peajes de conexión por el SGT de ATN se muestran en el informe integral del Subcomité de Transmisores del COES, considerando los ingresos tarifarios determinados mediante las simulaciones del PERSEO, así como la máxima demanda proyectada del SEIN para el periodo de fijación.

4. ANEXO

ANEXO N° 01 : INDICES WPSSOP3500 (FINISHED GOODS LESS FOOD AND ENERGY).

ANEXO N° 02 : CONTRATO DE CONCESIÓN SGT ATN Y ADENDAS

**ANEXO N° 01: INDICES WPSSOP3500 (FINISHED GOODS LESS
FOOD AND ENERGY).**

Bureau of Labor Statistics Data - Windows Internet Explorer
 http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost

Windows Live Bing Novedades Perfil Correo Fotos Calendario MSN Cc

Google Buscar Compartir Corrector ortog

Favoritos Sitios sugeridos Más complementos

(0 no leídos) Correo Yahoo... Bureau of Labor Statisti...

Google™ Esta página está escrita en inglés. ¿Quieres traducirla con la barra Google? [Más información](#) ¿Esta pá

UNITED STATES DEPARTMENT OF LABOR



Home Subject Areas **Databases & Tools** Publications Economic Releases Beta

Databases, Tables & Calculators by Subject

Change Output Options:

From: 2000 To: 2010 GO

include graphs

[More Form](#)

Data extracted on: January 12, 2011 (10:10:43 AM)

Producer Price Index-Commodities

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
2000	146.8	147.3	147.4	147.4	147.8	147.8	148.1	148.2	148.6	148.5	148.7	148.9	
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	158.3	158.5	158.9	159.0	158.1	158.7	159.2	158.4	159.9	160.0	
2007	160.2	160.9	160.9	161.1	161.5	161.8	162.2	162.3	162.4	162.6	163.2	163.3	
2008	164.1	164.9	165.1	165.9	166.4	166.6	167.6	168.4	169.1	170.1	170.2	170.6	
2009	171.0	171.2	171.5	171.6	171.5	172.0	171.8	172.3	172.1	171.3	172.0(R)	172.1	
2010	172.7	172.8	173.0	173.2	173.7	173.8	174.3	174.5(P)	174.7(P)	173.7(P)	174.2(P)		

R : Revised
 P : Preliminary. All indexes are subject to revision four months after original publication.

**ANEXO N° 02 : CONTRATO DE CONCESIÓN SGT ATN Y
ADENDAS**

ARCHIVOS NO IMPRESOS

UBICADOS EN:

[\\ATN\ANEXOS\ANEXO 2\](#)