

ANEXO B

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

MAYO 2013 – ABRIL 2014



Eteselva



Lima, 31 de octubre de 2012

C - 019 - 2012

Señor Ingeniero
Luis Velasco Bodega
Representante del Subcomité de Transmisores
SUB COMITÉ DE TRANSMISORES
Calle Juan de la Fuente N° 453
Miraflores.-

ASUNTO: Propuesta Tarifaria del Subcomité de Transmisores del COES
para la Fijación Tarifaria en Barra del Periodo Mayo 2013-Abril
2014

REFERENCIAS: Su carta STCOES N° 014-2012
D.S. N° 027-2008-EM Reglamento del COES
Resolución OSINERGMIN 080-2012-OS/CD

De nuestra consideración:

Nos dirigimos a usted para hacerle entrega del Estudio Técnico-Económico con la Propuesta de Tarifas para el Sistema Principal de Transmisión de ETESELVA para el periodo de mayo 2013 - abril 2014, de conformidad con lo establecido en la Resolución OSINERGMIN 080-2012-OS/CD.

Se adjunta informe impreso con la propuesta y un (01) CD con los cálculos correspondientes.

Sin otro particular, quedamos de usted.

Atentamente,


FERNANDO OYANGUREN RAMÍREZ
Representante

Adj: Informe y un CD



CONSULTORES Asociados SAC

PROPUESTA de Tarifaria
Fijación de Tarifas en BARRA
PERÍODO MAYO 2013 - ABRIL 2014
SISTEMA PRINCIPAL de TRANSMISIÓN ETESELVA

OCTUBRE, 2012



ÍNDICE

| | |
|--|----|
| RESUMEN EJECUTIVO..... | 4 |
| 1. OBJETO..... | 4 |
| 2. BASE CONCEPTUAL..... | 4 |
| 3. SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN EXISTENTE DE ETESELVA..... | 5 |
| 4. COSTO TOTAL DE TRANSMISIÓN Y PEAJES ANUALES..... | 6 |
| 1. ANTECEDENTES..... | 7 |
| 1.1. OBJETO DEL ESTUDIO..... | 7 |
| 1.2. BASE CONCEPTUAL..... | 7 |
| 2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ETESELVA..... | 9 |
| 2.1. FUNCIÓN..... | 9 |
| 2.2. SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN..... | 11 |
| 2.3. SISTEMA SECUNDARIO DE TRANSMISIÓN..... | 11 |
| 2.4. CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN..... | 12 |
| 2.5. CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES..... | 15 |
| 2.5.1. S.E. AGUAYTÍA..... | 15 |
| 2.5.2. AMPLIACIÓN S.E. TINGO MARÍA..... | 18 |
| 2.5.3. CELDAS DE LA S.E. VIZCARRA..... | 20 |
| 2.5.4. AMPLIACIÓN S.E. PARAMONGA NUEVA..... | 22 |
| 3. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO..... | 23 |
| 3.1. METODOLOGÍA..... | 23 |
| 3.1.1. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO..... | 24 |
| 3.2. COSTO DE LOS MÓDULOS..... | 26 |
| 3.2.1. SUBESTACIONES..... | 26 |
| 3.2.2. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN..... | 26 |
| 3.2.3. TELECOMUNICACIONES Y CENTRO DE CONTROL..... | 28 |
| 3.3. VALORIZACIÓN DEL SPT..... | 29 |
| 3.3.1. SUBESTACIONES..... | 29 |
| 3.3.2. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN..... | 30 |
| 3.3.3. TELECOMUNICACIONES Y CENTRO DE CONTROL..... | 31 |
| 3.3.4. INVERSIÓN NO ELÉCTRICO Y STOCK DE REPUESTO..... | 32 |
| 3.4. VNR TOTAL DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN..... | 33 |
| 3.4.1. RESULTADO..... | 34 |
| 4. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO..... | 35 |
| 4.1. COMPOSICIÓN DEL COSTO..... | 35 |
| 4.2. PREMISAS CONSIDERADAS PARA EL ESTUDIO..... | 36 |
| 4.3. ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE MANTENIMIENTO BASADOS EN ACTIVIDADES..... | 37 |
| 4.4. COMPONENTES DEL COYM..... | 38 |
| 4.4.1. COSTO DE OPERACIÓN..... | 38 |
| 4.4.2. COSTO DE MANTENIMIENTO..... | 38 |
| 4.4.3. COSTO DE GESTIÓN..... | 39 |
| 4.4.4. COSTO DE SEGURIDAD..... | 40 |
| 4.4.5. COSTO DE SEGUROS..... | 40 |
| 4.5. COSTOS DE OPERACIÓN..... | 40 |
| 4.5.1. CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS..... | 40 |
| 4.5.2. COSTOS DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES..... | 43 |
| 4.5.3. COSTOS DE OPERACIÓN DEL CENTRO DE CONTROL..... | 47 |
| 4.6. COSTOS DIRECTOS DE MANTENIMIENTO..... | 48 |

| | | |
|--------|--|----|
| 4.6.1. | COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN | 49 |
| 4.6.2. | COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES | 52 |
| 4.6.3. | COSTO DE MANTENIMIENTO DEL CENTRO DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES | 57 |
| 4.6.4. | RESULTADOS DEL COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO | 61 |
| 4.7. | COSTOS DE GESTION PERSONALES | 61 |
| 4.7.1. | ORGANIZACIÓN ESTÁNDAR | 62 |
| 4.8. | COSTOS DE GESTION NO PERSONALES E INDIRECTOS DE TRANSMISION | 74 |
| 4.8.1. | METODOLOGÍA | 74 |
| 4.8.2. | DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE GESTION NO PERSONALES E INDIRECTOS DE TRANSMISION | 75 |
| 4.9. | RESULTADOS | 81 |
| 5. | DETERMINACIÓN DEL COSTO TOTAL DE TRANSMISIÓN Y PEAJE ANUAL | 82 |
| 6. | FORMULA DE ACTUALIZACIÓN | 84 |
| 7. | ANEXOS | 87 |

RELACIÓN DE CUADROS

| | |
|---|----|
| CUADRO N° 2.4-1.: CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ETESELVA | 12 |
| CUADRO N° 2.4-2.: AISLADORES POR TIPOS DE ZONAS | 14 |
| CUADRO N° 3.3-1.: VALORIZACIÓN DE LAS SUBESTACIONES – US \$ | 30 |
| CUADRO N° 3.3-2.: VALORIZACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN – US \$ | 31 |
| CUADRO N° 3.3-3.: COSTO TOTAL DEL SISTEMA DE TELECOMUNICACIONES DE ETESELVA – US \$ | 31 |
| CUADRO N° 3.3-4.: ASIGNACIÓN DEL CENTRO DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES AL SPT | 32 |
| CUADRO N° 3.4-1.: VALORIZACIÓN DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN | 34 |
| CUADRO N° 4.5-1.: PROCESOS Y ACTIVIDADES DE OPERACIÓN | 44 |
| CUADRO N° 4.5-2.: COSTO ANUAL DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES (US \$) | 45 |
| CUADRO N° 4.5-3.: ASIGNACIÓN DE COSTOS DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES | 45 |
| CUADRO N° 4.5-4.: COSTO ANUAL ETESELVA DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES - (US \$) | 46 |
| CUADRO N° 4.5-5.: COSTO ANUAL ETESELVA DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES - (US \$) | 46 |
| CUADRO N° 4.5-6.: COSTO ANUAL DE OPERACIÓN DEL CENTRO DE CONTROL - (US \$) | 47 |
| CUADRO N° 4.5-7.: COSTO ANUAL DE OPERACIÓN DE CENTRO DE CONTROL – SPT | 48 |
| CUADRO N° 4.5-8.: COSTO ANUAL DE OPERACIÓN - SPT | 48 |
| CUADRO N° 4.6-1.: PROCESOS Y ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN | 51 |
| CUADRO N° 4.6-2.: COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN - (US \$) | 52 |
| CUADRO N° 4.6-3.: PROCESOS Y ACTIVIDADES PARA EL MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES | 54 |
| CUADRO N° 4.6-4.: COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES - (U.S. \$) | 57 |
| CUADRO N° 4.6-5.: PROCESOS Y ACTIVIDADES PARA EL MANTENIMIENTO DE CENTRO DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES | 58 |
| CUADRO N° 4.6-6.: COSTO DE MANTENIMIENTO DE TELECOMUNICACIONES Y CENTRO DE CONTROL - (U. S. \$) | 61 |
| CUADRO N° 4.6-7.: COSTOS DIRECTOS DE MANTENIMIENTO – SPT - (U.S. \$) | 61 |
| CUADRO N° 4.7-1.: ESTRUCTURA DE LA ORGANIZACIÓN ESTÁNDAR - ÁREA ADMINISTRATIVA COMPARTIDA | 65 |
| CUADRO N° 4.7-2.: ESTRUCTURA DE LA ORGANIZACIÓN ESTÁNDAR - ÁREA OPERATIVA EXCLUSIVA DE TRANSMISIÓN | 66 |
| CUADRO N° 4.7-3.: COSTO DE PERSONAL DIRECTO DE LA ORGANIZACIÓN ETESELVA (US \$) | 69 |
| CUADRO N° 4.8-1.: COSTOS INDIRECTOS DE TRANSMISIÓN – SPT - (EN US \$) | 81 |
| CUADRO N° 4.9-1.: COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO - (EN US \$) | 81 |
| CUADRO N° 5.1-1.: DETALLE DEL COSTO TOTAL DE TRANSMISIÓN Y PEAJE ANUAL DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN DE ETESELVA | 83 |
| CUADRO N° 6.1-1.: FACTORES DE ACTUALIZACIÓN | 86 |

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, período mayo 2013 – abril 2014.

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 medioambientales 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 el artículo 59° de la LCE establece que la configuración del sistema, sobre la cual se determinan las compensaciones corresponde al Sistema Económicamente Adaptado.

“Artículo. 59°.- Los generadores conectados al Sistema Principal, abonarán mensualmente a su propietario, una compensación para cubrir el Costo Total de Transmisión.

El Costo Total de Transmisión comprende la anualidad de la inversión y los costos estándares de operación y mantenimiento del Sistema Económicamente Adaptado.

...”

Según lo indicado en los párrafos anteriores, el cálculo de las tarifas del SPT se determinan sobre la configuración del Sistema Económicamente Adaptado.

El SEA no necesariamente corresponde a la configuración y características de las instalaciones existentes, excepto que quede demostrado que cumpla con el principio de adaptación a la demanda

En ese sentido, dado que para la determinación del SEA no se toma en cuenta la restricción del nivel de tensión real del punto de alimentación y la configuración de los sistemas existentes que inyectan o retiran energía del sistema de transmisión; en el presente estudio se analizan alternativas de configuración técnicamente factibles y se elige al de menor costo de inversión.

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/./mes |
| Subestaciones | 10 135 360 | 1 258 241 | 326 030 | 1 584 271 | 4 726 513 |
| Líneas de Transmisión | 24 747 452 | 3 072 239 | 796 065 | 3 868 305 | 11 540 700 |
| TOTAL | 34 882 813 | 4 330 480 | 1 122 095 | 5 452 575 | 16 267 213 |
| Tipo de Cambio | 2,697 | 28 de diciembre de 2012 | | | |
| Tasa | 12% | | | | |
| Vida Útil | 30 | | | | |
| Mensualidad | 0,009488793 | | | | |

Se ha utilizado el tipo de cambio de 2,598 S./US\$ de fecha 28 de setiembre de 2012, 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 OSINERMIN 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 2013 – abril 2014.

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 medioambientales 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 el artículo 59° de la LCE establece que la configuración del sistema, sobre la cual se determinan las compensaciones corresponde al Sistema Económicamente Adaptado.

“Artículo. 59°.- Los generadores conectados al Sistema Principal, abonarán mensualmente a su propietario, una compensación para cubrir el Costo Total de Transmisión.

El Costo Total de Transmisión comprende la anualidad de la inversión y los costos estándares de operación y mantenimiento del Sistema Económicamente Adaptado.

...”

Según lo indicado en los párrafos anteriores, el cálculo de las tarifas del SPT se determinan sobre la configuración del Sistema Económicamente Adaptado.

El SEA no necesariamente corresponde a la configuración y características de las instalaciones existentes, excepto que quede demostrado que cumpla con el principio de adaptación a la demanda

En ese sentido, dado que para la determinación del SEA no se toma en cuenta la restricción del nivel de tensión real del punto de alimentación y la configuración de los sistemas existentes que inyectan o retiran energía del sistema de transmisión; en el presente estudio se analizan alternativas de configuración técnicamente factibles y se elige al de menor costo de inversión.

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.

El diagrama unifilar y planimetría de Líneas Transmisión de ETESELVA se adjunta en el directorio [\SPT\INFORME\Anexo 7\](#).

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 | 54,59 | 118,88 | 102,12 | 43,14 |
| 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. |
| 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 – zig.

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

Se cálculo del Valor Nuevo de Reemplazo aplicándose Módulos Estándares en forma eficiente según las características climáticas, altitud, tipo de terreno, disponibilidad de espacio y zona de ubicación (urbana o rural). Considerando en el horizonte del análisis, las instalaciones de transmisión como nuevas.

Para la valorización de cada subestación se ha tomado en cuenta lo siguiente:

- Los costos de las obras comunes y servicios auxiliares se prorratan entre los Elementos de la respectiva subestación, en proporción a sus costos de inversión.
- El costo de inversión de las celdas de acoplamiento se prorrata entre las demás celdas del mismo nivel de tensión de la subestación, en proporción a sus costos de inversión.
- Los costos de inversión deberán desagregarse por costos de procedencia nacional, costos de procedencia extranjera, costos del Aluminio y costos del Cobre.

3.1. METODOLOGÍA

La metodología seguida contempla las siguientes actividades:

- Determinación de módulos del Sistema Principal de Transmisión;
- Obtención de los costos de cada módulo; y
- Valorización de las inversiones.

Los costos de renovar las obras civiles e instalaciones electromecánicas y bienes físicos corresponden a reemplazarlas para la operación por otros iguales de tecnología actualizada. En el caso de las subestaciones se considera, además de los equipos primarios de control y protección del equipamiento primario, los equipos de servicios auxiliares de CA y CC, equipos de emergencia, telecomunicaciones, edificios destinados a albergar el equipamiento indicando los terrenos y las obras generales.

Se definen módulos de subestaciones que involucren los equipos primarios y auxiliares tomados de las valorizaciones de las obras ejecutadas y de las adquisiciones de bienes complementarios en la operación del sistema.

3.1.1. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO

SUBESTACIONES

Las valorizaciones, con costos eficientes, se realizan con tablas de costos unitarios por cada celda, equipos mayores (Autotransformador y Reactor) y sistema de tierra profunda, los módulos incluyen obras civiles y obras electromecánicas.

Estos costos corresponden a equipamientos con tecnología eficiente tales como el uso de equipos de protección digital, interruptores en alta tensión unipolar y/o tripolar con SF6, seccionadores con mando eléctrico, pararrayos de óxido de zinc, etc.

Las obras civiles están conformadas por los siguientes rubros:

- Bases de Equipos y Pórticos; y
- Canaletas.

Las obras electromecánicas están conformadas por los siguientes rubros:

- Equipos principales; y
- Equipos complementarios.

En los Formularios I-201 al I-222, se muestra la valorización de los módulos de subestaciones y en los Formulario I-401, el análisis de costos unitarios de los mismos. (Ver Anexo N° 01)

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

La valorización de las líneas de transmisión se presenta por módulos que incluyen las Obras Civiles, Obras Electromecánicas, Ingeniería de Detalle, Pruebas, Puesta en Servicio, Gatos Generales y Utilidades.

Las obras civiles están conformadas por los siguientes rubros:

- Obras Provisionales;
- Obras Preliminares;
- Caminos de Acceso;
- Excavaciones y Rellenos;
- Eliminación de Material Excedente, y
- Cimentación de las estructuras.

Las obras electromecánicas están conformadas por los siguientes rubros:

- Estructuras;
- Conductores de fase y cable de guarda;
- Aisladores; y
- Ferreterías y otros accesorios.

CENTRO DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES

Las valorizaciones, con costos eficientes, se realizan con tablas de costos unitarios por cada módulo, los que incluyen obras electromecánicas.

Estos costos corresponden a equipamientos con tecnología eficiente disponible en el mercado.

Las obras electromecánicas están conformadas por los siguientes rubros:

- Tableros;
- Trampa de onda;
- Equipos complementarios; y
- Pruebas y puesta en servicio.

3.2. COSTO DE LOS MÓDULOS

3.2.1. SUBESTACIONES

La estructura de costos directos de los módulos de las subestaciones comprende las Obras civiles, suministros, obras electromecánicas, Ingeniería de Detalle, Pruebas y Puesta en Servicio. El suministro incluye precio CIF, aranceles y gastos de aduana y transporte a la obra.

A los costos directos se les ha agregado un porcentaje de costos indirectos denominados Gastos Generales y Utilidades.

ARANCELES, GASTOS DE ADUANA Y SERVICIO LOCAL

Se toma en cuenta que algunos suministros importados que provienen de la Comunidad Andina, a los cuales se les considera arancel cero.

En lo que respecta a los Gastos de Aranceles para los materiales y equipos importados se está considerando, un arancel desde 4 % hasta el 12% del precio CIF, esto dependiendo del equipamiento, además del 2.5 % como gastos de desaduanaje.

De igual manera no se ha aplicado el IGV a los servicios locales es decir el 18 % a la supervisión de importación, más desaduanaje, más flete y seguro local.

En los Formularios I-201 al I-222, se muestra la valorización de los módulos de subestaciones y en los Formulario I-401, el análisis de costos unitarios de los mismos. (Ver Anexo N° 01)

3.2.2. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Ejecución de Obra.- La estructura de costos de estos módulos considera las obras civiles, obras electromecánicas, ingeniería de detalle, pruebas y puesta en servicio, gastos generales y utilidades, además de detalles de los suministros importados, suministros nacionales, flete terrestre, los tres rubros anteriores evaluados como costos en almacén de ETESELVA, además incluyen obras civiles y electromecánicas.

Para la valorización de líneas se ha efectuado una clasificación de las instalaciones existentes en ETESELVA, de manera de conformar un grupo representativo de éstas que correspondan a un determinado módulo, se ha aplicado criterios de diseño y el estado del arte en lo que corresponde a la tecnología vigente.

En la determinación de la longitud del conductor activo se ha considerado un 3% más para tomar en cuenta la flecha del conductor.

Para determinar los costos unitarios se ha realizado un análisis de precios, empleando preferentemente la información proporcionada por ETESELVA, y en los casos que no se disponía de información se recurrió a otras fuentes que considera instalaciones similares.

A los costos de los módulos se le ha agregado lo correspondiente a los costos indirectos de Ingeniería y Supervisión, Gastos Financieros, Gastos Generales, Gastos Administrativos y Utilidades, estos costos han sido evaluados según la región de ubicación costa, sierra y selva. Una descripción de estos términos se presenta a continuación:

Ingeniería y Supervisión.- Gastos que incurre el propietario para fiscalizar la obra, para este efecto contrata una firma consultora, se ha considerado los gastos reales de ETESELVA.

Gastos Administrativos.- Corresponde a gastos del proyecto como gestión de compra de materiales y equipos, inspección en fábrica, supervisión en obra y viáticos, se ha considerado los gastos reales de ETESELVA.

Gastos Financieros.- Entre otros comprende el interés intercalario (Interés que genera el Capital invertido en obras) del propietario, intereses de sobregiros, gastos de compromisos financieros, se ha considerado los gastos reales de ETESELVA.

Gastos Generales.- Son módulos de costos durante la ejecución de la obra, dirección técnica y supervisión, o gastos durante la construcción derivados de la propia actividad empresarial, que no pueden ser incluidos en las partidas de la obra.

Gastos de importación y de Aduana.- Corresponde al flete y seguro, aranceles y gastos de aduana y al flete terrestre.

Los aranceles los fija la Superintendencia Nacional de Aduanas, aplicable al precio CIF (FOB más Flete y Seguro), en este estudio se está calculando el CMI con un arancel del 4% hasta el 12% del precio CIF. más los gastos de aduana del 2.5%.

Los costos de las obras civiles contemplan los campamentos, replanteo topográfico, estudio geotécnico, limpieza de la faja de servidumbre, excavaciones, cimentaciones, eliminación de material excedente, obras con concreto.

Las obras electromecánicas consideran las estructuras, unidades de aisladores de vidrio templado, conductor activo, accesorios del conductor, puesta a tierra de estructuras.

El montaje abarca las obras civiles y electromecánicas.

Los gastos de importación y de aduanas consideran el flete y seguro, aranceles y gastos de aduana, determinando precios en almacén de ETESELVA.

Finalmente se incluye los costos de Ingeniería de Detalle, Pruebas, Puesta en Servicio, Operación Experimental y costos indirectos (Ingeniería y Supervisión, Gastos Administrativos, Gastos Generales, Gastos Financieros y Utilidades).

En los Formularios I-101, se muestra la valorización de los módulos de subestaciones y en los Formulario I-401, el análisis de costos unitarios de los mismos. (Ver Anexo N° 01)

3.2.3. TELECOMUNICACIONES Y CENTRO DE CONTROL

La estructura de costos directos de los módulos de telecomunicaciones comprende los suministros, obras electromecánicas. El suministro incluye precio CIF, aranceles y gastos de aduana y transporte a la obra.

Para determinar los costos unitarios de los componentes de los módulos se ha realizado un análisis de precios empleando, preferentemente, como fuente los costos unitarios de obras similares.

Para cumplir con lo dispuesto por la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real (NTOTR), ETESELVA conjuntamente con TERMOSELVA implementaron a partir del año 2002 el equipamiento necesario (RTU, GPS, etc.), para la transmisión en tiempo real de las señales de operación de sus instalaciones al Centro de Control del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC) ubicado en Lima.

En los Formularios I-301 al I-302, se muestra la valorización de los módulos de subestaciones y en los Formulario I-401, el análisis de costos unitarios de los mismos. (Ver Anexo N° 01)

3.3. VALORIZACIÓN DEL SPT

3.3.1. SUBESTACIONES

CRITERIOS

- La valorización de las subestaciones se determina en base al número de módulos de cada subestación y al costo de cada módulo, de acuerdo a cómo están construidos actualmente.
- Los costos indirectos de las subestaciones, tales como, Ingeniería y Supervisión, Gastos Financieros y Gastos Administrativos y Utilidad, son costos que se han determinado según porcentajes determinados en estudios similares.
- Se ha considerado el área real para los componentes de las subestaciones, que contemplan el área requerida para el equipamiento y su eventual área libre, las áreas han sido determinadas de los planos de subestaciones..
- La determinación de los Costos Eficientes se ha evaluado considerando los componentes del sistema con los costos unitarios definidos anteriormente para los módulos.
- No se han incluido los costos correspondientes a las Celdas de línea de propiedad de ISA Perú S.A. instaladas en el año 2002 en las

Subestaciones Vizcarra, Tingo María y Aguaytía, a éstas celda de línea no les corresponde distribución de servicios auxiliares ni comunes, por ser ampliación de instalaciones en las subestaciones con servicios auxiliares y comunes existentes.

- Los costos se reducen a costos en celdas de línea, transformador y reactor, y costo de transformadores, reactor y la inductancia a neutro, para cuyo efecto los otros costos son prorrateados entre las celdas teniendo el siguiente procedimiento:

Básico.- Corresponde al costo según el módulo definido para cada elemento (celda o transformador).

Comunes.- Agrupa a los costos distintos de servicios auxiliares, se distribuye en forma proporcional al costo básico.

Servicios Auxiliares.- Son prorrateados en forma idéntica que los costos comunes, pero se presentan separadamente por resaltar su incidencia.

En el Cuadro N° 3.3-1 se muestra el resumen de las valorizaciones de las subestaciones del Sistema Principal de Transmisión.

Cuadro N° 3.3-1.: Valorización de las Subestaciones – US \$

| Subestaciones | Moneda Extranjera | Moneda Nacional | Costo Cobre | Total |
|------------------|-------------------|------------------|----------------|------------------|
| TINGO MARA | 1 068 961 | 5 477 533 | 213 833 | 6 760 327 |
| VIZCARRA | 468 619 | 1 057 358 | 15 725 | 1 541 701 |
| PARAMONGA NUEVA | 312 596 | 661 023 | 6 717 | 980 336 |
| TOTAL SPT | 1 850 175 | 7 195 914 | 236 275 | 9 282 364 |

El VNR de las Subestaciones del SPT de ETESELVA asciende a la suma de US \$ 9 282 364.

3.3.2. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

CRITERIOS

La determinación de los Costos Eficientes se ha realizado tomando los siguientes criterios:

- El tipo de soporte considera estructuras metálicas (celosía);
- La determinación de los Costos Eficientes se ha evaluado considerando los componentes de las líneas del sistema de transmisión con los costos
- de los módulos definidos anteriormente.

En el Cuadro N° 3.3-2 se muestra el resumen de las valorizaciones de las líneas de transmisión del Sistema Principal de Transmisión.

Cuadro N° 3.3-2.: Valorización de Líneas de Transmisión – US \$

| Código | Tramo | Longitud (km) | M.N | M.E | Aluminio | Total |
|--------|----------|---------------|-------------------|------------------|------------------|-------------------|
| L-2253 | Sierra 0 | 36,58 | 4 238 346 | 1 604 303 | 635 064 | 6 477 713 |
| | Sierra 1 | 62,26 | 7 213 136 | 2 730 324 | 1 080 799 | 11 024 259 |
| | Sierra 2 | 3,28 | 380 278 | 143 943 | 56 980 | 581 201 |
| | Costa | 43,14 | 3 874 709 | 1 639 968 | 748 880 | 6 263 557 |
| | | 145,26 | 15 706 469 | 6 118 538 | 2 521 723 | 24 346 730 |

El VNR de la LT del SPT de ETESELVA asciende a US \$ 24 346 730.

3.3.3. TELECOMUNICACIONES Y CENTRO DE CONTROL

CRITERIOS

- La valorización de las telecomunicaciones se determina en base al equipamiento en cada subestación y al costo de cada módulo.
- La determinación de los Costos Eficientes se ha evaluado considerando los componentes del sistema con los costos unitarios definidos anteriormente para los módulos.

El costo total de Telecomunicaciones y Centro de Control, se muestra en el Cuadro N° 3.3-3.

Cuadro N° 3.3-3.: Costo Total del Sistema de Telecomunicaciones de ETESELVA – US \$

| TAMAÑO DE EMPRESA | MÓDULO | VALORIZACIÓN | | TOTAL US\$ |
|-----------------------|--------|----------------|----------------|------------------|
| | | M.N | M.E | |
| MEDIANA | CCMED | 279 607 | 483 361 | 762 967 |
| MEDIANA | TEMED | 233 024 | 317 538 | 550 563 |
| TOTAL TEL Y CC | | 512 631 | 800 899 | 1 313 530 |

ASIGNACIÓN DE LOS COSTOS A LOS SISTEMAS PRINCIPAL Y SECUNDARIO

En el Cuadro N° 3.3-4, se muestra la asignación de estos costos al Sistema Secundario o al Sistema Principal corresponde a la ponderación del Costo Medio de Inversión del Sistema Principal de Transmisión y Sistema Secundario de Transmisión.

Cuadro N° 3.3-4.: Asignación del Centro de Control y Telecomunicaciones al SPT

| Sistema de Transmisión | CMI | % de Asignación | M.N | M.E | Total Módulo |
|------------------------|----------------------|-----------------|---------|---------|--------------|
| | | | 512 631 | 800 899 | 1 313 530 |
| SST | 7 947 408.19 | 46.13% | 236 456 | 369 423 | 605 879 |
| SPT | 9 282 364.02 | 53.87% | 276 175 | 431 476 | 707 651 |
| TOTAL | 17 229 772.21 | 100.00% | | | |

El VNR del Centro de Control y Telecomunicaciones del SPT de ETESELVA asciende a la suma de US \$ 707 651.

3.3.4. INVERSIÓN NO ELÉCTRICO Y STOCK DE REPUESTO

INVERSIÓN NO ELÉCTRICAS

Valorizar las instalaciones cuya función no corresponde para la explotación eléctrica.

Dentro de este rubro se considera el costo anualizado del edificio de la Sede de la Empresa o el costo del alquiler mensual, y el costo de muebles y equipos de oficina para la Sede y el Centro de Control.

MOBILIARIO PARA LA SEDE

Se ha considerado como mobiliario el siguiente equipo:

| | |
|--|----------|
| Un escritorio con silla y tacho de basura US\$ | 200,00 |
| Un computador US\$ | 1 500,00 |
| Tabiquería, alfombra y otros equipos US\$ | 500,00 |
| Costo Total por persona US\$ | 2 200,00 |
| Muebles Sala de Reunión Gerencia | 2 000,00 |
| Proyectores y Otros Sala de Reunión Gerencia | 5 000,00 |

Estos montos se reparte según la asignación a la Transmisión y al Sistema Principal dando un total de US \$ 16 626.

MOVILIDAD PARA LA SEDE

Se ha considerado como movilidad tres camionetas:

| | | |
|------------------------------------|---|-----------------|
| Tres camionetas 4 x 4 Doble Cabina | 3 | 30 924,37 |
| Toyota HILUX 4x4 C/D TD M/T SRV | | US \$ 92 773,11 |

Se considera una camioneta para cada Gerencia y se reparte según la asignación a la Transmisión y al Sistema Principal, resultando US \$ 30 182.

RESULTADO DE LA INVERSIÓN NO ELÉCTRICA

La Inversión no Eléctrica del SPT de ETESELVA asciende a US \$ 30 501.

STOCK DE REPUESTOS

Se han considerado los repuestos que normalmente se utiliza para reemplazar algún equipo por falla o aumento tecnológico de los mismos.

Estos repuestos representan los elementos de mayor importancia para la operatividad y confiabilidad del Sistema Principal de ETESELVA.

El monto considerado para el SPT asciende a la suma de US \$ 515 567.

En los Formularios 501 y 601, se muestra la valorización de los módulos de VNR no Eléctrico y Stock de Repuestos y en los Formulario I-401, el análisis de costos unitarios de los mismos. (Ver Anexo N° 01)

3.4. VNR TOTAL DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

Para la valorización se han considerado los módulos desarrollados en este capítulo, para Subestaciones, Telecomunicación, Centro de Control, Líneas de Transmisión, Inversión No Eléctrica y Stock de Repuestos, respectivamente.

3.4.1. RESULTADO

El VNR del Sistema Principal de Transmisión de ETESELVA, se muestra en el Cuadro N° 3.4-1.

Cuadro N° 3.4-1.: Valorización del Sistema Principal de Transmisión

| Instalaciones | VNR SST - ETESELVA | | | | Total US \$ |
|-----------------------|--------------------|----------------------|------------------|----------------|-------------------|
| | Moneda Nacional | Moneda Extranjera | Aluminio | Cobre | |
| Líneas de Transmisión | 7 195 914 | 1 850 175 | - | 236 275 | 9 282 364 |
| Subestaciones | 15 706 469 | 6 118 538 | 2 521 723 | - | 24 346 730 |
| Centro de Control | 150 635 | 260 406 | - | - | 411 041 |
| Telecomunicaciones | 125 540 | 171 070 | - | - | 296 610 |
| Stock de Repuestos | 31 116 | 461 978 | 22 473 | - | 515 567 |
| VNR No Eléctrico | 30 501 | - | - | - | 30 501 |
| Total | 23 240 175 | 8 862 167 | 2 544 196 | 236 275 | 34 882 813 |

CONCLUSIONES

- El Valor Nuevo de Reemplazo del Sistema Principal de Transmisión de ETESELVA, para las Subestaciones, Telecomunicación y Centro de Control y Líneas de Transmisión resulta en US\$ 34 882 813.
- El VNR No Eléctrica del Sistema Principal de Transmisión de ETESELVA asciende a US \$ 30 501.
- El Costo de Stock de Repuestos del Sistema Principal de Transmisión de ETESELVA asciende a US \$ 515 567.
- El costo resultante es concordante con instalaciones de las mismas características que las del sistema de ETESELVA, toda vez que corresponden a líneas y subestaciones en terrenos accidentados de la zona de costa, sierra y selva, fundamentalmente.

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 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:

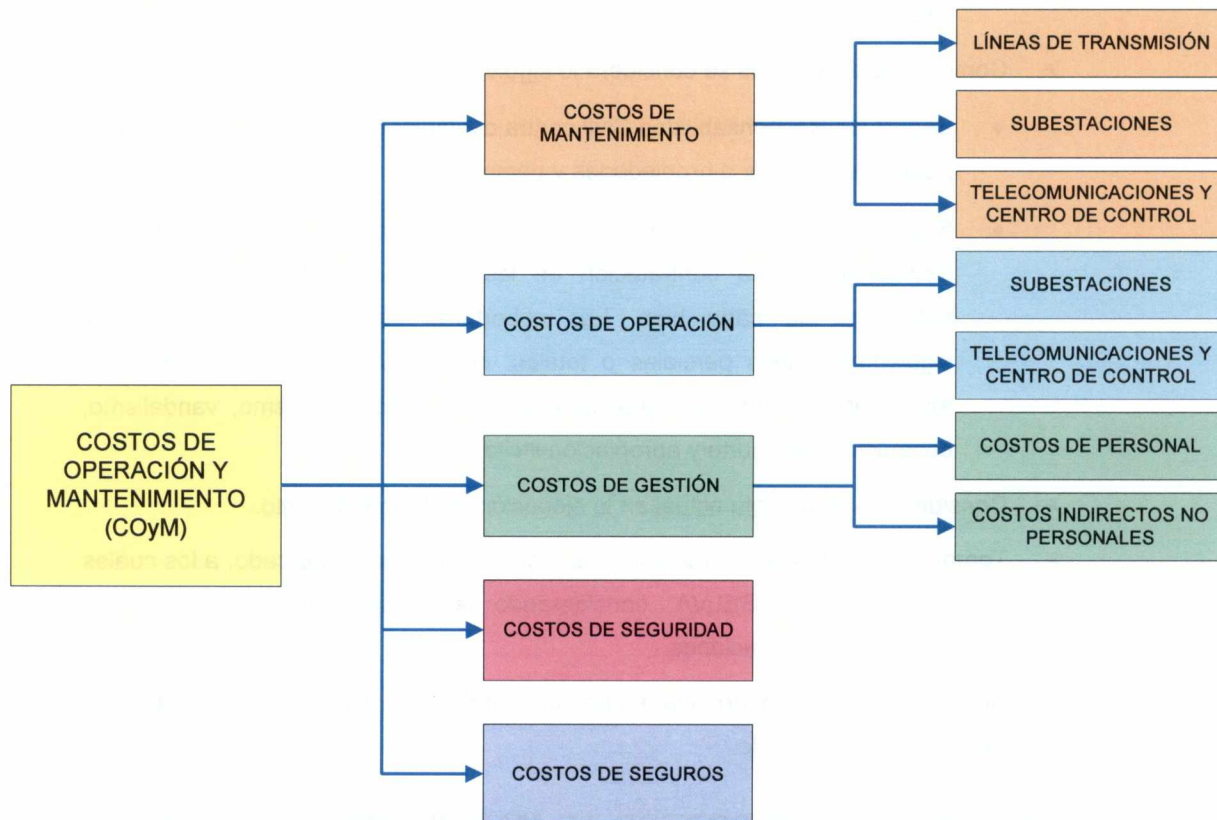
CM = Costo Directo de Mantenimiento (Mantenimiento de Líneas y Subestaciones, mantenimiento del Sistema de Telecomunicaciones y Centro de Control).

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



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 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.

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.

ETESELVA 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.

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 ETESELVA cuenta con instalaciones de transmisión.

4.4.5. COSTO DE SEGUROS

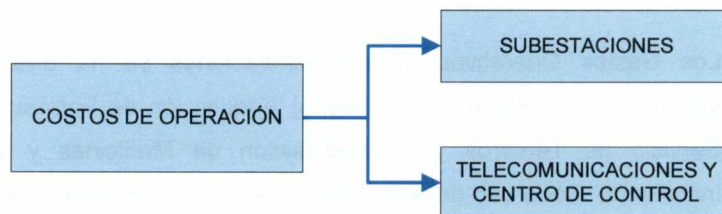
Seguro de Responsabilidad Civil contra cualquier daño, pérdida o lesión que pudiera sobrevenir a propiedades y personas;

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 ETESELVA. En el siguiente diagrama se muestra la composición de los costos de operación.

Composición de los Costos de Operación

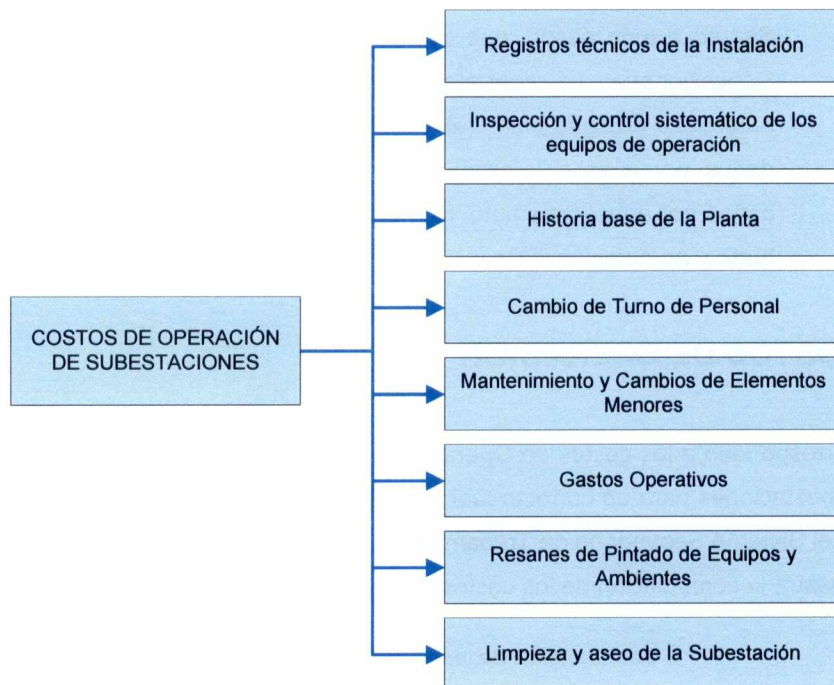


4.5.1. CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS

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

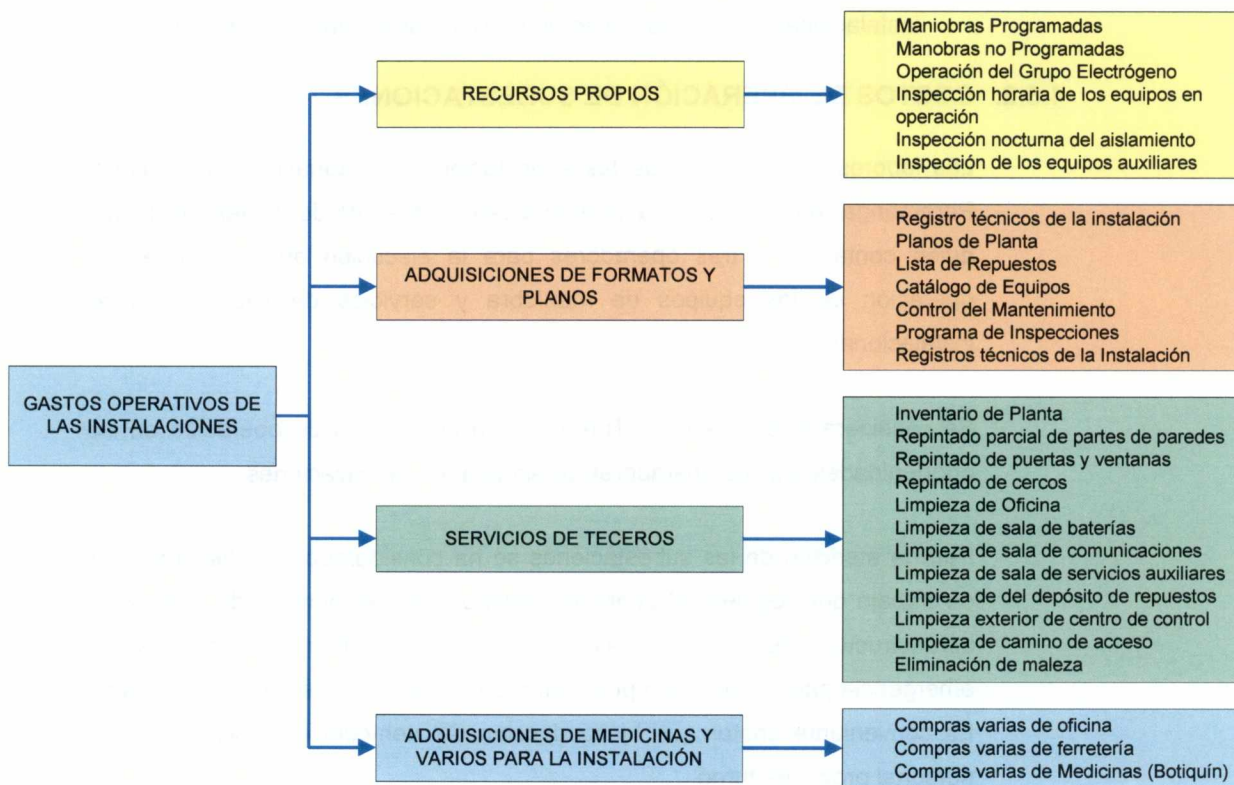
en forma programada o de emergencia son realizados por el personal de operación de las subestaciones del Sistema Principal de Transmisión Tingo María, Vizcarra y Paramonga Nueva y del Sistema Secundario de Transmisión de las subestaciones de Aguaytía, Tingo María y Vizcarra. Para cumplir estos objetivos 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 de Aguaytía, Tingo María, Paramonga Nueva y Vizcarra estarán a cargo cada una de un Jefe de Turno, quien contará con tres 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 gasto varios como; teléfono, Internet, copias xerox.

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 (3 cambios de turno por día) y en casos de emergencia.

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 |
| 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° 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. 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° 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 |
|-----------------|----------|-------------|
| 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 \$ 159 318. El Cuadro N° 4.5-4 se ha cuantificado todos los costos vinculados a la operación de las subestaciones de ETESELVA.

Cuadro N° 4.5-4.: 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 | 13 513 | 17 154 | 2 600 | 51 030 |
| Inspección y control sistemático equipos operación | 11 183 | 4 466 | 8 282 | 864 | 24 794 |
| Registros técnicos de la instalación | 11 198 | 4 443 | 8 293 | 855 | 24 790 |
| Historia base de la planta | 11 964 | 4 881 | 9 427 | 940 | 27 212 |
| Cambio de turno del personal | 12 000 | 4 800 | 8 887 | 650 | 26 336 |
| Mantenimiento y cambios de elementos menores | 842 | 243 | 624 | 36 | 1 746 |
| Gastos operativos | 5 577 | 3 156 | 10 620 | 534 | 19 886 |
| Resanes de pintado de equipos y ambientes | 950 | 274 | 704 | 41 | 1 969 |
| Limpieza y aseo de la sub estación | 1 926 | 771 | 1 427 | 149 | 4 273 |
| Total US\$ | 73 404 | 36 548 | 65 417 | 6 667 | 182 036 |

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 74 185 dólares americanos, tal como se muestra en el Cuadro N° 4.5-5.

Cuadro N° 4.5-5.: Costo Anual ETESELVA de Operación de Subestaciones - (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 | 7.73% | 6 667 |
| S.E. Vizcarra | 91 370 | 100% | 91 370 | 20.00% | 18 274 |
| S.E. Tingo María | 88 333 | 100% | 88 333 | 55.75% | 49 244 |
| Costo Total | | | | | 74 185 |

4.5.3. COSTOS DE OPERACIÓN DEL CENTRO 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 Principal de Transmisión (Subestaciones Tingo María, Vizcarra y Paramonga Nueva) y del Sistema de Transmisión Secundario (Subestaciones Aguaytía, Tingo María y Vizcarra).

Las actividades de control del sistema están a cargo del personal de operación del Centro 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.

En el Centro de Control se ha considerado la presencia de un ingeniero electricista, 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 | 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 44 804 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

| 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 | 53.87% | 44 804 |

El costo total de Operación para el SPT asciende a 118 989 dólares americanos, tal como se muestra en el Cuadro N° 4.5-8.

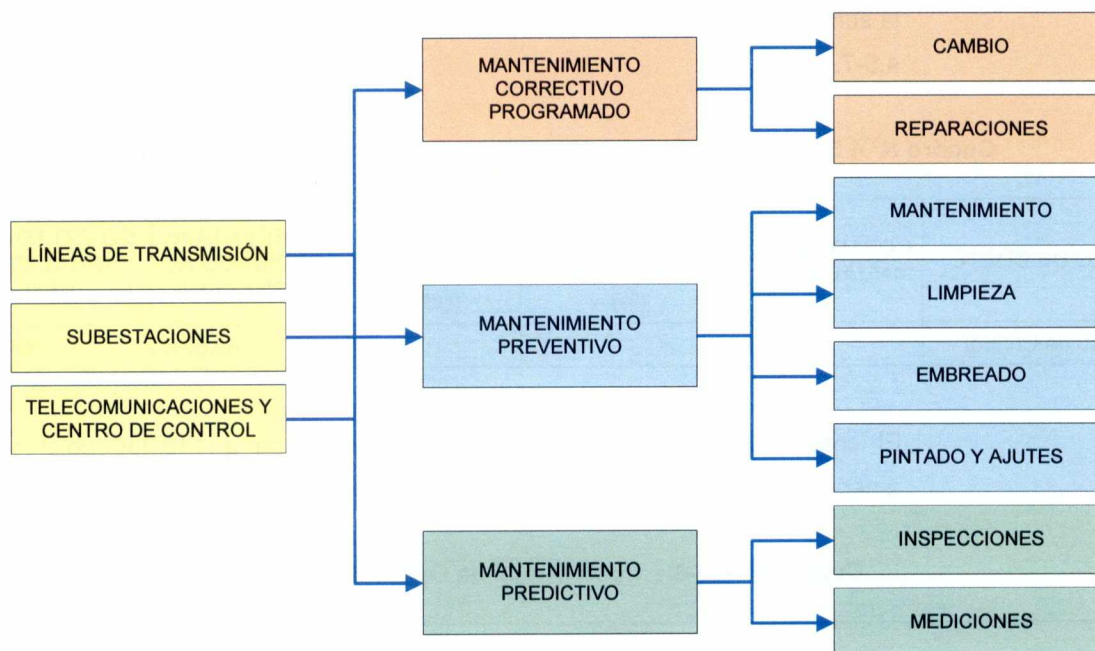
Cuadro N° 4.5-8.: Costo Anual de Operación - SPT

| TIPO DE COSTO | COSTO TOTAL ANUAL (US \$) | PORCENTAJE DEDICADO A TRANSMISIÓN (%) | COSTO ANUAL TRANSMISIÓN (US \$) | PORCENTAJE DEDICADO AL SPT (%) | COSTO TOTAL ANUAL SPT (US\$) |
|----------------------------|---------------------------|---------------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|------------------------------|
| Operación Subestaciones | | | | | |
| S.E. Vizcarra | 86 211 | 100% | 86 211 | 7.73% | 6 667 |
| S.E. Tingo María | 91 370 | 100% | 91 370 | 20.00% | 18 274 |
| S.E. Aguaytía | 88 333 | 100% | 88 333 | 55.75% | 49 244 |
| Centro de Control | 83 164 | 100% | 83 164 | 53.87% | 44 804 |
| Costo total de Operaciones | | | | | 118 989 |

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 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 2011 – abril 2012 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 |
| 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 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° 4.6-2 se muestran los resultados de los costos de mantenimiento de las líneas de transmisión, desagregado para el Sistema Principal de Transmisión y para el 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\$) |
|-------------------------------|--|---------------------------|
| SPT | L.T. 220 kV Vizcarra - Paramonga Nueva | 131 164 |
| Total Costo Directo | | 131 164 |

El costo directo de mantenimiento de las Líneas de Transmisión del SPT representa el 38 % mientras que para el SST representa el 62 % 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 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 2011 – abril 2012 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 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 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 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 metrand 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. Paramonga Nueva | 10 666 | 7% |
| | S.E. Vizcarra | 12 347 | 8% |
| | S.E. Tingo María | 52 920 | 34% |
| | Sub Total | 75 934 | 49% |
| SST | S.E. Aguaytía | 44 550 | 29% |
| | S.E. Vizcarra | 12 347 | 8% |
| | S.E. Tingo María | 22 361 | 14% |
| | Sub Total | 79 258 | 51% |
| Total Costo Directo Mantenimiento | | 151 722 | 100% |

El costo directo de mantenimiento de subestaciones del Sistema Principal de Transmisión representa el 49 % y del Sistema Secundario de Transmisión representa el 52 % 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) 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 informe se ha empleado la información de costos del boletín de octubre de 2007 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 |

| Procesos | Tipo de Mantenimiento | Actividades |
|---|--------------------------|--|
| Mantenimiento del Sistema de Telecomunicaciones | Mantenimiento Preventivo | Mediciones de puesta a Tierra |
| | | Pruebas a la central Teléfono Digital, aparatos telefónico y armario |
| | | Pruebas de Radios móviles, estación repetidora y accesorios |
| | | 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 | Mantenimiento Predictivo | 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 |
| | | 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 | | |

| Procesos | Tipo de Mantenimiento | Actividades |
|------------------------------------|------------------------------|--------------------------------------|
| Mantenimiento de Centro de Control | Mantenimiento Preventivo | 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 metrando 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 | 25 558 | 16% |
| | Telecomunicaciones | 38 045 | 24% |
| | Subtotal | 63 603 | 40% |
| SST | Centro de Control | 39 014 | 24% |
| | Telecomunicaciones | 58 077 | 36% |
| | Subtotal | 97 091 | 60% |
| Total | | 160 694 | 100% |

4.6.4. RESULTADOS DEL COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO

En el Cuadro N° 4.6-7 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 | 131 164 |
| Subestaciones | 75 934 |
| Telecomunicaciones y Centro de Control | 63 603 |
| Total Costo de Mantenimiento | 270 701 |

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 ETESELVA.

4.7.1. ORGANIZACIÓN ESTÁNDAR

PREMISAS Y/O CRITERIOS

A Estructura Orgánica

Para el caso del Grupo Aguaytía Energy, se ha considerado una estructura orgánica basada en una empresa dedicada a la explotación de gas, generación y 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; 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 2011 – abril 2012.
- ◆ 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, tiene 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; acondicionada al tamaño de la infraestructura de la empresa.

C Homologación de puestos

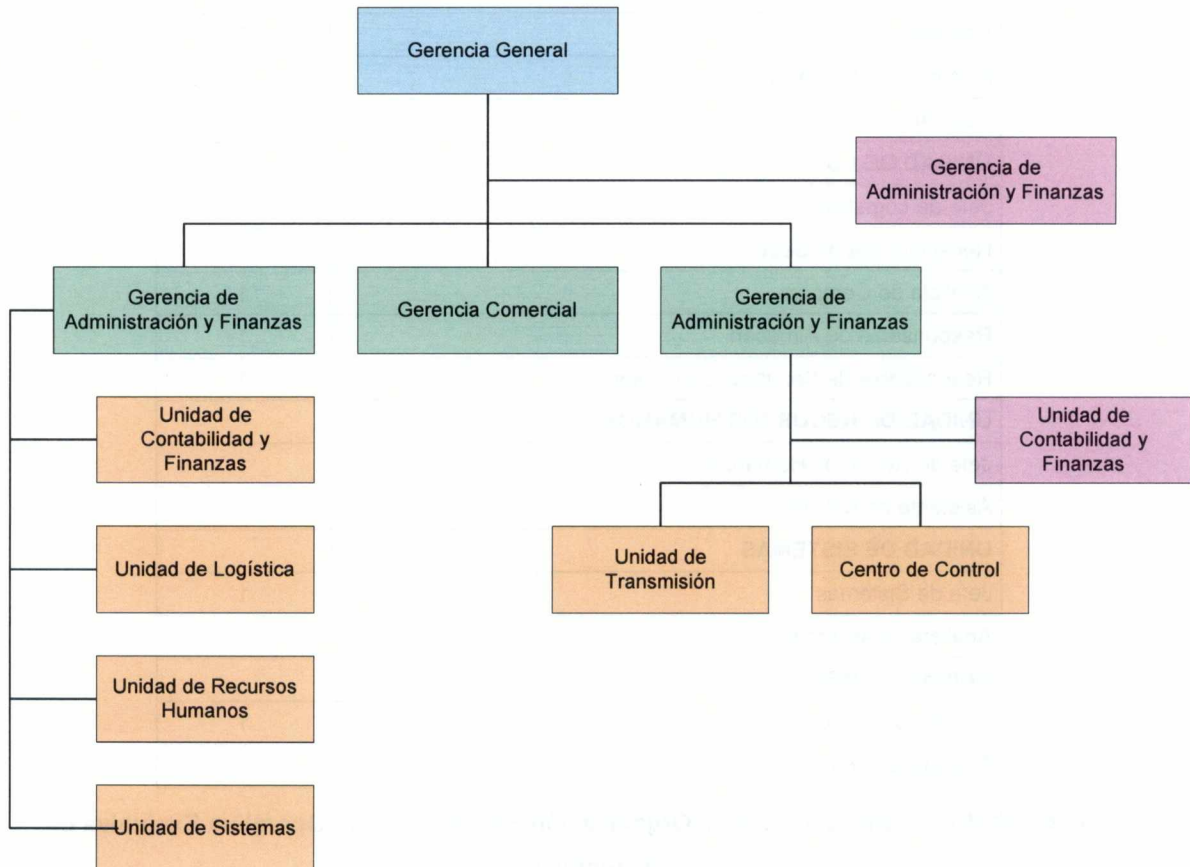
- ◆ Se homologaran los sueldos de los distintos cargos de nuestra organización de acuerdo al mercado salarial nacional.

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). (Anexo N° 02 - Funciones de la Organización Propuesta).

Gráfico N° 4.7-1
ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ETESELVA 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 Finanzas | 1 |
| Secretaria de Gerencia | 1 |

| Cargo | Número de Personal |
|--|--------------------|
| 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° 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 |

| Cargo | Número de Personal |
|---------------------------|--------------------|
| 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 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.

El Cuadro N° 4.7-3 nos muestra la composición del costo de Personal de la empresa ETESELVA, sin incluir el costo del Personal asignado a la operación de subestaciones, estos costos de personal están considerados dentro de los costos de operación.

Cuadro N° 4.7-3.: 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 | 16 612 | 1 495 | 1 620 | 19 727 | 1 775 | 3 288 | 297 479 |
| Secretaria GG | 1 888 | 170 | 184 | 2 242 | 202 | 374 | 33 809 |
| AREA: LEGAL | | | | | | | |
| Asesor Legal | 7 068 | 636 | 689 | 8 393 | 755 | 1 399 | 126 570 |
| AREA: ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS | | | | | | | |
| Gerente de Administración y Finanzas | 8 877 | 799 | 866 | 10 541 | 949 | 1 757 | 158 965 |
| Secretaria de Gerencia | 1 888 | 170 | 184 | 2 242 | 202 | 374 | 33 809 |
| UNIDAD DE CONTABILIDAD Y FINANZAS | | | | | | | |
| Contador General | 5 223 | 470 | 509 | 6 202 | 558 | 1 034 | 93 531 |
| Asistente de Contabilidad | 1 236 | 111 | 121 | 1 468 | 132 | 245 | 22 134 |
| Tesorero | 3 935 | 354 | 384 | 4 673 | 421 | 779 | 70 466 |
| UNIDAD DE LOGISTICA | | | | | | | |
| Jefe de Logística | 3 068 | 276 | 299 | 3 643 | 373 | 607 | 55 482 |
| Recepcionista de Sede | 831 | 75 | 81 | 987 | 89 | 164 | 14 881 |
| Analista de Compras | 1 236 | 111 | 121 | 1 468 | 150 | 245 | 22 352 |
| Responsable de Almacén | 2 857 | 257 | 279 | 3 393 | 347 | 565 | 51 667 |
| Responsable de Servicios Generales | 2 857 | 257 | 279 | 3 393 | 347 | 565 | 51 667 |
| UNIDAD DE RECURSOS HUMANOS | | | | | | | |
| Jefe de Recursos Humanos | 3 795 | 342 | 370 | 4 507 | 406 | 751 | 67 959 |
| Asistente de RR.HH. | 1 236 | 111 | 121 | 1 468 | 132 | 245 | 22 134 |

| Cargo | Haber Mensual | Beneficios Sociales | CTS | Total Mensual US \$ | Seguros | Gratificación | Total Anual US\$ |
|--|---------------|---------------------|-----|---------------------|---------|---------------|------------------|
| UNIDAD DE SISTEMAS | | | | | | | |
| Jefe de Sistemas | 3 699 | 333 | 361 | 4 393 | 395 | 732 | 66 240 |
| Analista de sistemas | 2 107 | 190 | 205 | 2 502 | 225 | 417 | 37 731 |
| AREA: GERENCIA DE OPERACIONES | | | | | | | |
| Gerente de Operaciones | 7 848 | 706 | 765 | 9 320 | 954 | 1 553 | 141 925 |
| Secretaria de Gerencia | 1 888 | 170 | 184 | 2 242 | 202 | 374 | 33 809 |
| UNIDAD DE SEGURIDAD INTEGRAL Y MEDIO AMBIENTE | | | | | | | |
| Jefe de Seguridad Integral y Medio Ambiente | 3 496 | 315 | 341 | 4 152 | 425 | 692 | 63 222 |
| UNIDAD DE TRANSMISIÓN | | | | | | | |
| Jefe de Unidad de Transmisión | 3 069 | 276 | 299 | 3 644 | 373 | 607 | 55 500 |
| Secretaria | 1 423 | 128 | 139 | 1 690 | 152 | 282 | 25 482 |
| Supervisores de Mantenimiento LL.TT. | 2 053 | 185 | 200 | 2 438 | 250 | 406 | 37 127 |
| Técnico Mantenimiento LL.TT. | 1 422 | 128 | 139 | 1 689 | 173 | 281 | 25 716 |
| Supervisores de Mantenimiento SS.EE | 2 415 | 217 | 235 | 2 868 | 294 | 478 | 43 673 |
| Técnico Mantenimiento SS.EE | 1 422 | 128 | 139 | 1 689 | 173 | 281 | 25 716 |
| CENTRO DE CONTROL | | | | | | | |
| Jefe de Centro de Control | 3 771 | 339 | 368 | 4 478 | 459 | 746 | 68 196 |
| Especialista en Análisis | 2 415 | 217 | 235 | 2 868 | 294 | 478 | 43 673 |
| UNIDAD COMERCIAL | | | | | | | |
| Jefe de Unidad Comercial | 8 741 | 787 | 852 | 10 380 | 934 | 1 730 | 156 529 |
| Analista Comercial | 2 248 | 202 | 219 | 2,670 | 240 | 445 | 40 256 |
| SUBTOTAL DE REMUNERACION AL PERSONAL | | | | | | | 1 987 701 |

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° 05):

| Proporcional al Valor de Inmuebles, Equipos y Maquinarias | Datos obtenidos de: EE.FF 2008 | Factor |
|---|--------------------------------|---------------|
| | (Miles US \$) | |
| 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 | % |
|-----------------------|----------------|
| SPT | 39.58% |
| SST | 60.42% |
| Total ETESELVA | 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 de transmisión secundaria, es el siguiente:

| Cargo | Remuneración Anual | % Dedicación | Monto Transmisión Principal |
|--|--------------------|--------------|-----------------------------|
| AREA: GERENCIA GENERAL | | | |
| Gerente General | 297 479 | 12,11% | 36 028 |
| Secretaria GG | 33 809 | 12,11% | 4 095 |
| AREA: LEGAL | | | |
| Asesor Legal | 126 570 | 12,11% | 15 329 |
| AREA: ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS | | | |
| Gerente de Administración y Finanzas | 158 965 | 12,11% | 19 252 |
| Secretaria de Gerencia | 33 809 | 12,11% | 4 095 |
| UNIDAD DE CONTABILIDAD Y FINANZAS | | | |
| Contador | 93 531 | 12,11% | 11 328 |
| Asistente de Contabilidad | 22 134 | 12,11% | 2 681 |
| Cajero | 70 466 | 12,11% | 8 534 |
| UNIDAD DE LOGISTICA | | | |
| Jefe de Logística | 55 482 | 12,11% | 6 720 |
| Recepcionista de Sede | 14 881 | 12,11% | 1 802 |
| Analista de Compras | 22 352 | 12,11% | 2 707 |
| Responsable de Almacén | 51 667 | 12,11% | 6 257 |
| Responsable de Servicios Generales | 51 667 | 12,11% | 6 257 |
| UNIDAD DE RECURSOS HUMANOS | | | |
| Jefe de Recursos Humanos | 67 959 | 12,11% | 8 231 |
| Asistente de RR.HH. | 22 134 | 12,11% | 2 681 |
| UNIDAD DE SISTEMAS | | | |
| Jefe de Sistemas | 66 240 | 12,11% | 8 022 |
| Analista de sistemas | 37 731 | 12,11% | 4 570 |
| AREA: GERENCIA DE OPERACIONES | | | |
| Gerente de Operaciones | 141 925 | 39,58% | 56 174 |
| Secretaria de Gerencia | 33 809 | 39,58% | 13 382 |
| UNIDAD DE SEGURIDAD INTEGRAL Y MEDIO AMBIENTE | | | |
| Jefe de Seguridad Integral y Medio Ambiente | 63 222 | 39,58% | 25 024 |
| UNIDAD DE TRANSMISIÓN | | | |
| Jefe de Unidad de Transmisión | 55 500 | 39,58% | 21 967 |
| Secretaria | 25 482 | 39,58% | 10 086 |
| Supervisores de Mantenimiento LL.TT. | 37 127 | 39,58% | 14 695 |
| Técnico Mantenimiento LL.TT. | 25 716 | 39,58% | 10 178 |
| Supervisores de Mantenimiento SS.EE | 43 673 | 39,58% | 17 286 |

| Cargo | Remuneración Anual | % Dedicación | Monto Transmisión Principal |
|-----------------------------|--------------------|--------------|-----------------------------|
| Técnico Mantenimiento SS.EE | 25 716 | 39,58% | 10 178 |
| CENTRO DE CONTROL | | | |
| Jefe de Centro de Control | 68 196 | 39,58% | 26 992 |
| Especialista en Análisis | 43 673 | 39,58% | 17 286 |
| UNIDAD COMERCIAL | | | |
| Jefe de Unidad Comercial | 156 529 | 12,11% | 18 957 |
| Analista Comercial | 40 256 | 12,11% | 4 875 |
| TOTAL | 1 987 701 | | 395 669 |

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 \$) | 692.84 |
| | 41 570.44 |
| Total Asignado a la Transmisión | 30.60% |
| | 12 720.08 |
| Total Asignado al Transmisión del SPT | 39.58% |
| | 5 034.63 |

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 | 395 669 |
| Directorio | 5 035 |
| Costo Personal SPT | 400 703 |

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

ETESSELVA 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 ETESSELVA 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 ETESSELVA.
- 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.
- Determinar los costos de seguridad y seguros de la infraestructura del sistema Eléctrico.

4.8.2. DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE GESTIÓN NO PERSONALES E INDIRECTOS DE TRANSMISIÓN

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 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. (Ver Anexo N° 03).

- 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 auditoria | 833 | 12 | 10 000 |
| 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) | 9 811 | 12 | 117 734 |

| Conceptos | Monto Mensual (US \$) | Veces al Año | Total Anual (US \$) |
|--|-----------------------|--------------|---------------------|
| ITF (1) | 79 | 12 | 950 |
| 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 | | | 440 789 |

- 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 |
| Correos y courier | 80 | 12 | 964 |
| Telefonía y comunicaciones | 800 | 12 | 9 594 |
| Consultorías internacionales | 850 | 12 | 10 199 |
| Servicios de auditoria | 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 |

| Conceptos | Monto Mensual (US \$) | Veces al Año | Total Anual (US \$) |
|--|-----------------------|--------------|---------------------|
| Otros gastos | 964 | 12 | 11 565 |
| Tributos | | | |
| Tributos | 273 | 12 | 3 274 |
| Pagos al Organismo Regulador (D.L. 25844) | 3 883 | 12 | 46 599 |
| ITF (1) | 31 | 12 | 376 |
| 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 | | | 174 465 |

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° 04).

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 | 34 882 813 |
| Prima de Seguros (% de Inversión SPT) | 0.344% |
| TOTAL COSTOS DE SEGUROS | 119 925 |

A 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 prorrataada en partes iguales por las empresas que comparten instalaciones en cada una de las Subestaciones. Independientemente del valor del equipamiento involucrado de cada propietario, la seguridad se realiza para la totalidad de la Subestación y es asumida en forma solidaria por todos los propietarios de la misma.

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 \$ 23 518. 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) | 231 | 231 | 462 |
| Asignación Familiar (10 % Rmv) | 23 | 23 | 46 |
| Sub Total Remuneración Básica | 254 | 254 | 508 |
| Horas Extras (1.25 dos 1ras. Hr. Y 1.35 sigui.) | 150 | 150 | 300 |
| Bonificación Nocturna (30 % Rmv) | | 69 | 69 |
| Sub Total Ingreso Mensual | 404 | 473 | 878 |
| Por Días Feriados | 20 | 24 | 44 |
| Por Días de Descanso Físico | 71 | 83 | 154 |
| TOTAL REMUNERACIONES (A) | 495 | 580 | 1 075 |

| Concepto | 12 hrs. Día | 12 hrs noche | 24 hrs. |
|---|----------------|-----------------|--------------|
| DERECHOS SOCIALES | | | |
| Vacaciones (B) 8.33% de (A) | 41 | 48 | 90 |
| Gratificación (C) 16.67% de (A) | 83 | 97 | 179 |
| CTS (D) 8.33% de (A) + (C) | 48 | 56 | 105 |
| CARGAS SOCIALES | | | |
| Essalud 9,00 % de (A)+(B)+(C) | 56 | 65 | 121 |
| Seguro - SCTR 1,24 % de (A)+(B)+(C) | 8 | 9 | 17 |
| Total Derechos y Cargas Sociales | 235 | 276 | 511 |
| TOTAL COSTO DIRECTO MENSUAL | 730 | 856 | 1 586 |
| Gastos Operativos Radio y Arma (6% CD) | 44 | 51 | 95 |
| Gastos Generales (10% CD) | 73 | 86 | 159 |
| TOTAL COSTOS | 847 | 992 | 1 840 |
| UTILIDAD (15%) | 127 | 149 | 276 |
| VALOR VENTA SERVICIO (US \$) | 974 | 1 141 | 2 116 |

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

| SUBESTACION | % |
|-----------------|---------|
| TINGO MARIA | 75,28% |
| VIZCARRA | 50,00% |
| 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 | | 2 116 | 2 359 | 28 307 |
| Vizcarra | 1 | | 1 | | 2 116 | 423 | 5 078 |
| Paramonga Nueva | 1 | | 1 | | 2 116 | 327 | 3 927 |
| TOTAL | | | | | | | 37 311 |

Como ya expresamos, la consolidación de estos 2 gastos constituyen los costos indirectos de transmisión que asciende a US \$ 157 236 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 | 37 311 |
| Seguros de Infraestructura | 119 925 |
| Total | 157 236 |

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 ETESELVA.

Cuadro N° 4.9-1.: Costo de Operación y Mantenimiento - (En US \$)

| Descripción | COyM SPT |
|--------------------------------------|------------------|
| OPERACIÓN | 118 989 |
| Operación de CC | 44 804 |
| Operación de Subestaciones | 74 185 |
| MANTENIMIENTO | 270 701 |
| Líneas de Transmisión | 131 164 |
| Subestaciones | 75 934 |
| Centro de Control y Telecomunicación | 63 603 |
| GESTIÓN | 528 193 |
| Personales | 400 703 |
| No Personales | 127 490 |
| APORTES D.L.N° 25844 | 46 599 |
| ITF | 376 |
| SEGURIDAD | 37 311 |
| SEGUROS | 119 925 |
| TOTAL COyM | 1 122 095 |

Los Costos de Operación y Mantenimiento del SPT de ETESELVA ascienden a US \$ 1 122 095 (Un Millón Ciento Veintidós Mil Noventa y Cinco Dólares Americanos).

5. 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° 5.1-1, se presenta el detalle de los CTT y Peajes Anuales, se ha utilizado el tipo de cambio de 2,9834 S./US\$ de fecha 30 de setiembre de 2008, 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° 5.1-1.: Detalle del Costo Total de Transmisión y Peaje Anual del Sistema Principal de Transmisión de ETESELVA

| Instalaciones | VNR | aVNR | COyM | Costo Total de Transmisión | Peaje Anual |
|-----------------------|-------------------|-------------------------|------------------|----------------------------|-------------------|
| | US\$ | US\$/Año | US\$/Año | US\$/Año | \$/mes |
| Subestaciones | 10 135 360 | 1 258 241 | 326 030 | 1 584 271 | 4 726 513 |
| Líneas de Transmisión | 24 747 452 | 3 072 239 | 796 065 | 3 868 305 | 11 540 700 |
| TOTAL | 34 882 813 | 4 330 480 | 1 122 095 | 5 452 575 | 16 267 213 |
| Tipo de Cambio | 2,697 | 28 de diciembre de 2012 | | | |
| Tasa | 12% | | | | |
| Vida Útil | 30 | | | | |
| Mensualidad | 0,009488793 | | | | |

6. FORMULA DE ACTUALIZACIÓN

Las fórmulas de actualización se determinan sobre la base de los porcentajes de participación en el CTT 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° 6.1-1.: Factores de Actualización

| INSTALACION | VALOR PRESENTE | | | | |
|-----------------------|------------------------|----------------------|---------------|---------------|-----------------|
| | Procedencia Extranjera | Procedencia Nacional | Aluminio | Cobre | TOTAL |
| | Mil US \$ | Mil US \$ | Mil US \$ | Mil US \$ | Mil US \$ |
| Líneas de Transmisión | 801.35 | 2 751.11 | 315.85 | - | 3 868.30 |
| Subestaciones | 298.83 | 1 256.11 | - | 29.33 | 1 584.27 |
| TOTAL | 1 100.18 | 4 007.22 | 315.85 | 29.33 | 5 452.58 |
| INSTALACION | COEFICIENTES | | | | |
| | Procedencia Extranjera | Procedencia Nacional | Aluminio | Cobre | TOTAL |
| | | | | | |
| Líneas de Transmisión | 0.2072 | 0.7112 | 0.0816 | - | 1.0000 |
| Subestaciones | 0.1886 | 0.7929 | - | 0.0185 | 1.0000 |
| TOTAL | 0.2018 | 0.7349 | 0.0579 | 0.0054 | 1.0000 |

7. ANEXOS

ANEXO N° 01: FORMULARIOS CÁLCULOS DEL VNR.

ANEXO N° 02: FUNCIONES DE LA ORGANIZACIÓN PROPUESTA.

ANEXO N° 03: APORTES PARA CUBRIR EL PRESUPUESTO DE GASTOS OPERATIVOS DEL COES SINAC PARA EL EJERCICIO 2010.

ANEXO N° 04: COPIA DE POLIZA MULTIRIESGO N° 1301-515503.

ANEXO N° 05: ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2008

ANEXO N° 5A : AGUAYTIA ENERGY DEL PERU SRL

ANEXO N° 5B : TERMOSELVA SRL

ANEXO N° 5C : ETESELVA SRL.

ANEXO N° 06: FORMULARIOS CÁLCULOS DEL COYM.

ANEXO N° 07: LISTA DE CONSTRUCCIÓN, LINEAS DE TRANSMISIÓN L-2251-, L-2252 Y L-2253.

ANEXO N° 01: FORMULARIOS CÁLCULOS DEL VNR.

ARCHIVOS NO IMPRESOS

UBICADOS EN:

[\SPT\VNR 2013\](#)

**ANEXO N° 02: FUNCIONES DE LA ORGANIZACIÓN
PROPUESTA**

DETALLE DE LA ORGANIZACIÓN VIGENTE

Nombre de la Empresa ETESELVA

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 coordinas 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 ETESSELVA

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 |
| Unida 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 Aguaytía, 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° 03: APORTES PARA CUBRIR EL
PRESUPUESTO DE GASTOS OPERATIVOS DEL COES
SINAC PARA EL EJERCICIO 2011**



COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA
INTERCONECTADO NACIONAL

San Isidro, 03 de agosto de 2011

COES/D- 360 - 2011

Señor Representante
Alberto Pérez Morón
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABÁN S.A.
Presente.-

Asunto: Tercera cuota para cubrir el Presupuesto de Gastos Operativos del COES-SINAC 2011.

De nuestra consideración:

Es grato dirigimos a usted con relación al asunto indicado para remitirle nuestro Recibo N° 2200 por el importe de S/. 57 867,00 correspondiente a la tercera cuota del Presupuesto de Gastos Operativos del COES-SINAC 2011. En dicho monto se han considerado los intereses compensatorios y moratorios correspondientes a los aportes pagados con retrasos del año 2010 y 2011 (Anexo N°1), calculados de acuerdo al Artículo N° 176 del Reglamento de la Ley de Concesiones, por mandato del artículo 35° del Reglamento del COES.

Los porcentajes de participación anual fueron calculados de acuerdo a lo establecido en el Art. 19° de la Ley N° 28832, el Art. 34° del Reglamento aprobado por D.S. N° 027-2008-EM y el Procedimiento Administrativo N° 8A del COES-SINAC, según se detalla en el Cuadro N° 1, con los cuales se han determinado los aportes de las empresas integrantes para solventar la Ejecución Presupuestal 2011, considerando a las empresas integrantes del COES que se han incorporado en el segundo trimestre del 2011.

Agradeceremos cancelar el recibo adjunto dentro de los (15) quince días hábiles siguientes a la recepción de la presente, con cheque a la orden de COES-SINAC o efectuando el depósito correspondiente en nuestra cuenta corriente en moneda nacional N° 100-0008112977 del Interbank o en la cuenta interbancaria de la Cta. Cte. en soles es N° 003-100-000008112977-57 del mismo banco.

Sin otro particular, hacemos propicia la ocasión para reiterarle nuestros cordiales saludos.

Atentamente,

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

Adj.: Lo indicado

Manuel Roaud y Paz Soldán N° 364
San Isidro, Lima - Perú
Telf.: (51-1) 611-8585 - Fax: (51-1) 705-3076
www.coes.org.pe



**APORTES NO REEMBOLSABLES DE LAS EMPRESAS INTEGRANTES
PARA FINANCIAR EL PRESUPUESTO DE GASTOS OPERATIVOS DEL COES-SINAC 2011
(Cifras en Nuevos Soles)**

Cuadro N° 1

| N° | EMPRESAS | PARTICIPACION ANUAL | PRIMERA CUOTA | SEGUNDA CUOTA | TERCERA CUOTA | CUARTA CUOTA | APORTE TOTAL |
|------------------------|--|---------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|-------------------|
| GENERADORAS | | | | | | | |
| 1 | ELECTROPERU S.A. | | | | | | |
| 2 | EDEGEI S.A.A. | 10.250853% | 711 911 | 705 481 | 704 145 | 704 145 | 2825 683 |
| 3 | DUKE ENERGY EGENOR S. EN C. POR A. | 11.538804% | 825 381 | 786 111 | 784 808 | 784 808 | 3180 708 |
| 4 | SN POWER PERU S.A. | 3.319300% | 227 353 | 229 490 | 229 057 | 229 057 | 915 957 |
| 5 | SHOUGANG GENERACION ELÉCTRICA S.A.A. | 2.490085% | 170 808 | 172 076 | 171 752 | 171 752 | 686 388 |
| 6 | EMPRESA ELÉCTRICA DE PIURA S.A. | 0.058898% | 3 821 | 4 119 | 4 111 | 4 111 | 16 162 |
| 7 | TERMOSELVA S.R.L. | 1.237855% | 83 136 | 86 134 | 85 973 | 85 973 | 341 218 |
| 8 | EMPRESA DE GENERACION ELÉCTRICA MACHUPICCHU S.A. | 1.282841% | 82 154 | 88 194 | 88 028 | 88 028 | 356 400 |
| 9 | EMPRESA DE GENERACION ELÉCTRICA DE AREQUIPA S.A. | 1.543972% | 89 871 | 89 957 | 88 828 | 88 828 | 356 400 |
| 10 | EMPRESA DE GENERACION ELÉCTRICA DEL SUR S.A. | 1.543972% | 104 858 | 107 014 | 108 813 | 108 813 | 428 597 |
| 11 | ENERSUR S.A. | 0.232578% | 15 748 | 16 141 | 16 111 | 16 111 | 64 110 |
| 12 | EMPRESA DE GENERACION ELÉCTRICA SAN GABAN S.A. | 7.286294% | 481 437 | 509 848 | 508 895 | 508 895 | 2008 473 |
| 13 | SOCIEDAD MINERA CORONA S.A. | 0.848889% | 60 278 | 57 878 | 57 887 | 57 887 | 233 990 |
| 14 | KALLPA GENERACION S.A. | 0.210127% | 14 882 | 14 371 | 14 344 | 14 344 | 57 922 |
| 15 | GENERADORA DE ENERGIA DEL PERU S.A. | 5.034574% | 340 911 | 349 395 | 348 738 | 348 738 | 1387 784 |
| 16 | SDF ENERGIA S.A.C. | 0.024511% | 1 868 | 1 825 | 1 822 | 1 822 | 7 356 |
| 17 | HIDROELECTRICA SANTA CRUZ S.A.C. | 0.284872% | 19 534 | 20 817 | 20 578 | 20 578 | 81 308 |
| 18 | ESCO CIA. DE SERVICIOS DE ENERGIA S.A.C. | 0.077308% | 5 388 | 5 321 | 5 311 | 5 311 | 21 310 |
| 19 | COMPANIA ELÉCTRICA EL PLATANAL S.A. | 0.037808% | 2 588 | 2 583 | 2 588 | 2 588 | 10 367 |
| 20 | CHINANGO S.A.C. | 1.263183% | 81 880 | 85 818 | 85 451 | 85 451 | 348 197 |
| 21 | MAJA ENERGIA S.A.C. | 1.534820% | 109 483 | 104 870 | 104 470 | 104 470 | 423 074 |
| 22 | AGROINDUSTRIAL PARAMONGA S.A.A. | 0.020901% | 1 589 | 1 389 | 1 397 | 1 397 | 5 781 |
| 23 | SINDICATO ENERGETICO S.A. | 0.103078% | 6 628 | 7 271 | 7 258 | 7 258 | 28 413 |
| 24 | ELECTRICA SANTA ROSA S.A.C. | 0.067822% | 6 182 | 4 188 | 4 177 | 4 177 | 18 723 |
| 25 | AGUAS Y ENERGIA PERU S.A. | 0.011478% | 1 058 | 1 054 | 1 054 | 1 054 | 3 183 |
| 26 | ADINELSA | 0.087553% | 8 054 | 8 040 | 8 040 | 8 040 | 32 134 |
| TRANSMISORAS | | | | | | | |
| 1 | RED DE ENERGIA DEL PERU S.A. | | | | | | |
| 2 | ETSELVA S.R.L. | 4.222868% | 282 913 | 290 753 | 290 203 | 290 203 | 1164 072 |
| 3 | INTERCONEXION ELÉCTRICA ISA PERU S.A. | 0.371121% | 27 787 | 24 870 | 24 821 | 24 821 | 102 300 |
| 4 | CONSORCIO TRANSMANTARO S.A. | 0.531082% | 36 955 | 36 824 | 36 454 | 36 454 | 148 388 |
| 5 | CONSORCIO ENERGETICO DE HUANCÁVELICA S.A. | 1.778009% | 123 711 | 122 103 | 121 872 | 121 872 | 489 568 |
| 6 | RED ELÉCTRICA DEL SUR S.A. | 0.152894% | 17 154 | 8 353 | 8 333 | 8 333 | 42 173 |
| 7 | COMPANIA TRANSMISORA NORPERUANA S.R.L. | 0.658051% | 45 898 | 45 105 | 45 020 | 45 020 | 180 841 |
| 8 | ABENGOA TRANSMISION NORTE S.A. | 0.230027% | 2 050 | 1 990 | 1 986 | 1 986 | 8 013 |
| DISTRIBUIDORAS | | | | | | | |
| 1 | EDELNOR S.A. | 8.714910% | 595 837 | 602 988 | 601 833 | 601 833 | 2402 272 |
| 2 | ELECTROCENTRO S.A. | 1.156884% | 71 320 | 82 516 | 82 388 | 82 388 | 318 585 |
| 3 | ELECTRONORTE S.A. | 1.689428% | 129 523 | 112 202 | 111 982 | 111 982 | 465 991 |
| 4 | ELECTROSUR S.A. | 0.979080% | 66 755 | 67 793 | 67 665 | 67 665 | 269 879 |
| 5 | ELECTRO SUR ESTE S.A.A. | 0.588546% | 41 771 | 41 125 | 41 047 | 41 047 | 164 989 |
| 6 | ELECTRO DUNAS S.A.A. | 0.878082% | 50 424 | 45 372 | 45 284 | 45 284 | 185 383 |
| 7 | HIDRANDINA | 1.091328% | 73 449 | 75 887 | 75 745 | 75 745 | 300 825 |
| 8 | LUZ DEL SUR S.A.A. | 2.800725% | 175 538 | 180 877 | 180 338 | 180 338 | 718 882 |
| 9 | SEAL S.A. | 9.888084% | 678 497 | 683 728 | 682 441 | 682 441 | 2725 108 |
| 10 | SEAL S.A. | 1.455510% | 98 956 | 100 878 | 100 689 | 100 689 | 401 213 |
| CLIENTES LIBRES | | | | | | | |
| 1 | CEMENTO ANDINO S.A. | 0.210759% | 14 380 | 14 580 | 14 582 | 14 582 | 58 095 |
| 2 | CEMENTOS LIMA S.A. | 0.373051% | 26 242 | 25 582 | 25 514 | 25 514 | 102 832 |
| 3 | CEMENTOS PACASMAYO S.A.A. | 0.283597% | 18 897 | 19 860 | 19 813 | 19 813 | 78 174 |
| 4 | CERAMICA LIMA S.A. | 0.088854% | 6 888 | 6 883 | 6 882 | 6 882 | 27 525 |
| 5 | CERAMICA SAN LORENZO S.A.C. | 0.046374% | 3 177 | 3 115 | 3 107 | 3 107 | 12 507 |
| 6 | COMPANIA DE MINAS BUENAVENTURA S.A.A. | 0.330639% | 23 015 | 22 748 | 22 680 | 22 680 | 91 141 |
| 7 | COMPANIA INDUSTRIAL TEXTIL CREDISA - TRUTEX S.A.A. | 0.118582% | 8 370 | 8 208 | 8 192 | 8 192 | 32 963 |
| 8 | COMPANIA MINERA ANTIMINA S.A. | 1.008829% | 87 703 | 70 012 | 69 881 | 69 881 | 277 478 |
| 9 | COMPANIA MINERA ARES S.A.C. | 0.255819% | 17 818 | 17 638 | 17 503 | 17 503 | 70 461 |
| 10 | COMPANIA MINERA CONDESTABLE S.A. | 0.130221% | 9 818 | 9 004 | 8 987 | 8 987 | 35 895 |
| 11 | COMPANIA MINERA MILPO S.A.A. | 0.247815% | 16 888 | 17 202 | 17 170 | 17 170 | 68 228 |
| 12 | CORPORACION ACEROS AREQUIPA S.A. | 0.874119% | 45 970 | 46 486 | 46 682 | 46 682 | 186 821 |
| 13 | DOE RUN PERU S.R.L. | 0.189835% | 10 758 | 13 818 | 13 849 | 13 849 | 52 273 |
| 14 | EMPRESA MINERA LOS QUENUALES S.A. | 0.188278% | 11 588 | 11 821 | 11 600 | 11 600 | 46 388 |
| 15 | EXSA S.A. | 0.014537% | 1 037 | 1 003 | 983 | 983 | 4 007 |
| 16 | FUNDICION CALLAO S.A. | 0.018345% | 1 285 | 1 258 | 1 253 | 1 253 | 5 057 |
| 17 | GLORIA S.A. | 0.108235% | 7 487 | 7 551 | 7 537 | 7 537 | 30 111 |
| 18 | GOLD FIELDS LA CIMA S.A.A. | 0.211400% | 14 922 | 14 469 | 14 441 | 14 441 | 58 273 |
| 19 | MESSER GASES DEL PERU S.A. | 0.000000% | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20 | METALURGICA PERUANA S.A. | 0.070229% | 4 422 | 4 995 | 4 978 | 4 978 | 19 358 |
| 21 | MINERA COLQUISIRI S.A. | 0.031845% | 2 175 | 2 183 | 2 182 | 2 182 | 8 723 |
| 22 | MINERA YANACOCHA S.R.L. | 0.798484% | 54 700 | 55 020 | 54 917 | 54 917 | 219 554 |
| 23 | MINSUR S.A. | 0.152222% | 10 083 | 10 638 | 10 619 | 10 619 | 41 980 |
| 24 | PAPELERA NACIONAL S.A. | 0.067108% | 5 170 | 6 874 | 6 862 | 6 862 | 28 768 |
| 25 | PERUBAR S.A. | 0.003984% | 180 | 302 | 302 | 302 | 1 101 |
| 26 | PRODUCTOS TISSUE DEL PERU S.A. | 0.130812% | 6 948 | 8 835 | 10 081 | 10 081 | 36 003 |
| 27 | QUIMPAC S.A. | 0.482755% | 31 511 | 32 058 | 31 988 | 31 988 | 127 589 |
| 28 | SHOUGANG HIERRO PERU S.A.A. | 0.854945% | 38 132 | 38 328 | 38 255 | 38 255 | 152 971 |
| 29 | SOCIEDAD MINERA CERRO VERDE S.A.A. | 1.972088% | 135 348 | 136 258 | 135 999 | 135 999 | 543 889 |
| 30 | SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION | 2.398554% | 164 384 | 165 893 | 165 581 | 165 581 | 651 439 |
| 31 | TECNOLOGICA DE ALIMENTOS S.A. | 0.019104% | 1 188 | 1 318 | 1 380 | 1 380 | 5 288 |
| 32 | UNION DE CERVECERIAS PERUANAS BACKUS Y JOHNSTON | 0.158334% | 10 882 | 11 013 | 11 040 | 11 040 | 43 978 |
| 33 | VOLCAN COMPANIA MINERA S.A.A. | 0.584115% | 43 578 | 39 198 | 39 120 | 39 120 | 161 012 |
| 34 | XSTRATA TINTAYA S.A. | 0.381054% | 26 040 | 24 859 | 24 812 | 24 812 | 98 525 |
| 35 | YURA S.A. | 0.198080% | 11 783 | 14 383 | 14 357 | 14 357 | 54 879 |
| 36 | MINERA BARRICK MISOQUICHILCA S.A. | 0.181090% | 12 499 | 12 489 | 12 465 | 12 465 | 49 917 |
| 37 | INDUSTRIAS CACHIMAYO S.A.C. | 0.192182% | 13 271 | 13 251 | 13 228 | 13 228 | 52 975 |
| 38 | EMPRESA SIDERURGICA DEL PERU S.A.A. | 0.298980% | 19 759 | 21 003 | 20 984 | 20 984 | 82 880 |
| 39 | COMPANIA MINERA MISKI MAYO S.R.L. | 0.073382% | 4 891 | 5 085 | 5 223 | 5 223 | 20 222 |
| 40 | COMPANIA MINERA CASAPALCA S.A. | 0.072204% | | | 9 952 | 9 952 | 19 903 |
| 84 | TOTAL | 100.00% | 6 891 288 | 6 891 288 | 6 891 288 | 6 891 288 | 27 568 078 |



[Handwritten signature]

**APORTES NO REEMBOLSABLES DE LAS EMPRESAS INTEGRANTES
PARA FINANCIAR EL PRESUPUESTO DE GASTOS OPERATIVOS DEL COES-SINAC 2011**
(Cifras en Nuevos Soles)

| N° | EMPRESAS | PARTICIPACION ANUAL | TERCERA CUOTA | INTERESES MORATORIOS Y COMPENSATORIOS | | | | TOTAL APORTES |
|------------------------|--|---------------------|---------------|---------------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|---------------|
| | | | | 1RA. CUOTA 2010 | 4TA. CUOTA 2010 | 1RA. CUOTA 2011 | 2DA. CUOTA 2011 | |
| GENERADORAS | | | | | | | | |
| 1 | ELECTROPERU S.A. | 10.250953% | 704 145 | | | | | 704 145.00 |
| 2 | EDEGEL S.A.A. | 11.538904% | 784 608 | | | | | 784 608.00 |
| 3 | DUKE ENERGY EGENOR S. EN C. POR A. | 3.319300% | 229 057 | | | | | 229 057.00 |
| 4 | SN POWER PERU S.A. | 2.490065% | 171 752 | | | | | 171 752.00 |
| 5 | SHOUKANG GENERACIÓN ELÉCTRICA S.A.A. | 0.058999% | 4 111 | | | | | 4 111.00 |
| 6 | EMPRESA ELÉCTRICA DE PIURA S.A. | 1.237855% | 85 973 | | | | | 85 973.00 |
| 7 | TERMOSELVA S.R.L. | 1.292941% | 88 026 | | | | | 88 026.00 |
| 8 | EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MACHUPICCHU S.A. | 1.002263% | 68 829 | | | | | 68 829.00 |
| 9 | EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE AREQUIPA S.A. | 1.843872% | 106 813 | | | | | 106 813.00 |
| 10 | EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL SUR S.A. | 0.232578% | 16 111 | | | | 3.78 | 16 114.78 |
| 11 | ENERSUR S.A. | 7.286294% | 508 895 | | | | | 508 895.00 |
| 12 | EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABÁN S.A. | 0.848868% | 57 867 | | | | | 57 867.00 |
| 13 | SOCIEDAD MINERA CORONA S.A. | 0.210127% | 14 344 | | | | | 14 344.00 |
| 14 | KALLPA GENERACIÓN S.A. | 5.034574% | 348 738 | | | | | 348 738.00 |
| 15 | GENERADORA DE ENERGIA DEL PERU S.A. | 0.024511% | 1 622 | | | | | 1 622.00 |
| 16 | SDF ENERGIA S.A.C. | 0.294872% | 20 579 | | | | | 20 579.00 |
| 17 | HIDROELECTRICA SANTA CRUZ S.A.C. | 0.077308% | 5 311 | | | | 1.08 | 5 312.08 |
| 18 | ESCO CIA. DE SERVICIOS DE ENERGIA S.A.C. | 0.037608% | 2 588 | | | | | 2 588.00 |
| 19 | COMPANIA ELECTRICA EL PLATANAL S.A. | 1.263183% | 85 451 | | | | | 85 451.00 |
| 20 | CHINANGO S.A.C. | 1.834820% | 104 470 | | | | | 104 470.00 |
| 21 | MAJA ENERGIA S.A.C. | 0.020901% | 1 397 | | | | | 1 397.00 |
| 22 | AGROINDUSTRIAL PARAMONGA S.A.A. | 0.103078% | 7 258 | | | | | 7 258.00 |
| 23 | SINDICATO ENERGETICO S.A. | 0.067922% | 4 177 | | | | | 4 177.00 |
| 24 | ELECTRICA SANTA ROSA S.A.C. | 0.011479% | 1 054 | | | | | 1 054.00 |
| 25 | AGUAS Y ENERGIA PERU S.A. | 0.087553% | 8 040 | | | | | 8 040.00 |
| 26 | ADINELSA | 0.010654% | 1 455 | | | | | 1 455.00 |
| TRANSMISORAS | | | | | | | | |
| 1 | RED DE ENERGIA DEL PERU S.A. | 4.222996% | 290 203 | | | | | 290 203.00 |
| 2 | ETSELVA S.R.L. | 0.371121% | 24 821 | | | | | 24 821.00 |
| 3 | INTERCONEXION ELÉCTRICA ISA PERU S.A. | 0.531062% | 36 454 | | | | | 36 454.00 |
| 4 | CONSORCIO TRANSMANTARO S.A. | 1.776009% | 121 672 | | | | | 121 672.00 |
| 5 | CONSORCIO ENERGETICO DE HUANCVELICA S.A. | 0.152994% | 8 333 | | | | | 8 333.00 |
| 6 | RED ELÉCTRICA DEL SUR S.A. | 0.658051% | 45 020 | | | | | 45 020.00 |
| 7 | COMPANIA TRANSMISORA NORPERUANA S.R.L. | 0.029068% | 1 989 | | | | | 1 989.00 |
| 8 | ABENGOA TRANSMISION NORTE S.A. | 0.230027% | 15 785 | | | 635.25 | | 16 420.25 |
| DISTRIBUIDORAS | | | | | | | | |
| 1 | EDELNOR S.A. | 8.714810% | 601 833 | | | | | 601 833.00 |
| 2 | ELECTROCENTRO S.A. | 1.155684% | 82 365 | | | | 183.82 | 82 548.82 |
| 3 | ELECTRONOROESTE S.A. | 1.089420% | 111 982 | | | | | 111 982.00 |
| 4 | ELECTRONORTE S.A. | 0.979080% | 67 065 | | | | 448.71 | 68 113.71 |
| 5 | ELECTROSUR S.A. | 0.588545% | 41 047 | | | | | 41 047.00 |
| 6 | ELECTRO SUR ESTE S.A.A. | 0.876082% | 45 284 | | | | | 45 284.00 |
| 7 | ELECTRO DUMAS S.A.A. | 1.091328% | 75 745 | | | | | 75 745.00 |
| 8 | HIDRANDINA | 2.600725% | 180 338 | | | | 118.09 | 180 456.09 |
| 9 | LUZ DEL SUR S.A.A. | 9.886094% | 682 441 | | | | | 682 441.00 |
| 10 | SEAL S.A. | 1.455610% | 100 689 | | | | 37.32 | 100 726.32 |
| CLIENTES LIBRES | | | | | | | | |
| 1 | CEMENTO ANDINO S.A. | 0.210750% | 14 562 | | | | | 14 562.00 |
| 2 | CEMENTOS LIMA S.A. | 0.373051% | 26 514 | | | | | 26 514.00 |
| 3 | CEMENTOS PACASMAYO S.A.A. | 0.283597% | 19 813 | | 1056.94 | 475.94 | | 21 345.88 |
| 4 | CERAMICA LIMA S.A. | 0.099854% | 6 882 | | | | | 6 882.00 |
| 5 | CERAMICA SAN LORENZO S.A.C. | 0.045374% | 3 107 | | | | | 3 107.00 |
| 6 | COMPANIA DE MINAS BUENAVENTURA S.A.A. | 0.330839% | 22 990 | | | | | 22 990.00 |
| 7 | COMPANIA INDUSTRIAL TEXTIL CREDISA - TRUTEX S.A.A. | 0.119582% | 8 192 | | | 251.10 | | 8 443.10 |
| 8 | COMPANIA MINERA ANTAMINA S.A. | 1.006820% | 69 881 | | | | | 69 881.00 |
| 9 | COMPANIA MINERA ARES S.A.C. | 0.235619% | 17 503 | | | | | 17 503.00 |
| 10 | COMPANIA MINERA CONDESTABLE S.A. | 0.130221% | 8 987 | | | | | 8 987.00 |
| 11 | COMPANIA MINERA MILPO S.A.A. | 0.247515% | 17 170 | | | | | 17 170.00 |
| 12 | CORPORACION ACEROS AREQUIPA S.A. | 0.674119% | 48 682 | | | | | 48 682.00 |
| 13 | DOE RUN PERU S.R.L. | 0.189635% | 13 849 | | | | 143.70 | 13 992.70 |
| 14 | EMPRESA MINERA LOS QUENUALES S.A. | 0.168278% | 11 600 | | | | | 11 600.00 |
| 15 | EXSA S.A. | 0.014537% | 983 | | | | | 983.00 |
| 16 | FUNDACION CALLAO S.A. | 0.018345% | 1 253 | | | | | 1 253.00 |
| 17 | GLORIA S.A. | 0.108235% | 7 537 | | | | 10.57 | 7 547.57 |
| 18 | GOLD FIELDS LA CIMA S.A.A. | 0.211400% | 14 441 | | | | | 14 441.00 |
| 19 | MESSER GASES DEL PERU S.A. | 0.000000% | 0 | | | | | 0.00 |
| 20 | METALURGICA PERUANA S.A. | 0.070229% | 4 976 | | | | | 4 976.00 |
| 21 | MINERA COLQUISIRI S.A. | 0.031846% | 2 182 | | | | | 2 182.00 |
| 22 | MINERA YANACOCCHA S.R.L. | 0.786484% | 54 917 | | | 1148.85 | | 56 065.85 |
| 23 | MINSUR S.A. | 0.162222% | 10 519 | | | | | 10 519.00 |
| 24 | PAPELERA NACIONAL S.A. | 0.067108% | 8 882 | 486.80 | 350.53 | 227.87 | | 7 827.00 |
| 25 | PERUBAR S.A. | 0.003994% | 302 | | | | 8.90 | 310.90 |
| 26 | PRODUCTOS TISSUE DEL PERU S.A. | 0.130812% | 10 081 | | | | 15.67 | 10 096.67 |
| 27 | QUIMPAC S.A. | 0.482756% | 31 898 | | | 1024.93 | 239.90 | 33 280.83 |
| 28 | SHOUKANG HIERRO PERU S.A.A. | 0.554845% | 38 255 | | | | | 38 255.00 |
| 29 | SOCIEDAD MINERA CERRO VERDE S.A.A. | 1.872058% | 135 999 | | | | | 135 999.00 |
| 30 | SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION | 2.399554% | 165 581 | | | | | 165 581.00 |
| 31 | TECNOLOGICA DE ALIMENTOS S.A. | 0.019104% | 1 380 | | | | | 1 380.00 |
| 32 | UNION DE CERVECERIAS PERUANAS BACKUS Y JOHNSTON | 0.159534% | 11 040 | | | | | 11 040.00 |
| 33 | VOLCAN COMPANIA MINERA S.A.A. | 0.584115% | 39 120 | | | | | 39 120.00 |
| 34 | ASTRATA TINTAYA S.A. | 0.381054% | 24 812 | | | | | 24 812.00 |
| 35 | YURA S.A. | 0.199090% | 14 357 | | | | 27.78 | 14 384.78 |
| 36 | MINERA BARRICK MISQUICHILCA S.A. | 0.181090% | 12 485 | | | | 29.13 | 12 484.13 |
| 37 | INDUSTRIAS CACHIMAYO S.A.C. | 0.182182% | 13 228 | | | | 14.73 | 13 240.73 |
| 38 | EMPRESA SIDERURGICA DEL PERU S.A.A. | 0.299880% | 20 984 | | | | | 20 984.00 |
| 39 | COMPANIA MINERA MISKI MAYO S.R.L. | 0.073362% | 5 223 | | | | | 5 223.00 |
| 40 | COMPANIA MINERA CASAPALCA S.A. | 0.072204% | 9 952 | | | | | 9 952.00 |
| 84 | TOTAL | 100.00% | 8 891 269 | 486.80 | 1 407.47 | 3 763.54 | 1 283.18 | 8 898 208.97 |



RELACION DE EMPRESAS CON PAGO DE APORTES CON RETRASO

| N° REG. | FECHA REG. | EMPRESA | IMPORTE DE LA CUOTA | FECHA DE RECEPCIÓN | FECHA DE DEPÓSITO | FECHA DE PAGAR | DÍAS DE RETRASO | TASA DE INTERÉS | FECHA DE CÁLCULO | IMPORTE INTERÉS | IMPORTE TOTAL | IMPORTE PAGADO |
|----------------------------------|------------|--|---------------------|--------------------|-------------------|----------------|-----------------|-----------------|------------------|-----------------|---------------|-----------------|
| Tercera Cuota Pagada 2010 | | | | | | | | | | | | |
| 1753 | 26.07.2010 | Papelera Nacional S.A. | 4 790.00 | 04.08.2010 | 25-ago-10 | 24-jun-11 | 303 | 10.55% | 0.000292917 | 425.13 | 61.66 | 486.80 |
| Cuarta Cuota Pagada 2010 | | | | | | | | | | | | |
| 1816 | 21.10.2010 | Cementos Pacasmayo S.A.A. | 18 125.00 | 26.10.2010 | 17-nov-10 | 13-may-11 | 177 | 10.39% | 0.000288611 | 925.90 | 131.04 | 1,056.94 |
| 1836 | 21.10.2010 | Papelera Nacional S.A. | 4 780.00 | 26.10.2010 | 17-nov-10 | 24-jun-11 | 219 | 10.55% | 0.000292917 | 306.63 | 43.89 | 350.53 |
| TOTAL PENDIENTES 2010 | | | | | | | | | | 1,657.66 | 236.60 | 1,894.26 |
| Primera Cuota Pagada 2011 | | | | | | | | | | | | |
| 2052 | 01.02.2011 | Abengoa Transmisión Norte S.A. | 16 023.00 | 02.02.2011 | 23-feb-11 | 22-jun-11 | 119 | 10.55% | 0.000292917 | 558.52 | 76.74 | 635.25 |
| 2065 | 01.02.2011 | Cementos Pacasmayo S.A.A. | 18 697.00 | 03.02.2011 | 24-feb-11 | 13-may-11 | 78 | 10.39% | 0.000288611 | 420.90 | 55.04 | 475.94 |
| 2069 | 01.02.2011 | Compañía Industrial Textil Credisa - Trutex S.A.A. | 8 370.00 | 03.02.2011 | 24-feb-11 | 26-may-11 | 91 | 10.47% | 0.000290833 | 221.52 | 29.58 | 251.10 |
| 2083 | 01.02.2011 | Minera Yanacocha S.R.L. | 54 700.00 | 02.02.2011 | 23-feb-11 | 28-abr-11 | 64 | 10.49% | 0.000291250 | 1,019.61 | 129.04 | 1,148.65 |
| 2085 | 01.02.2011 | Papelera Nacional S.A. | 6 170.00 | 03.02.2011 | 24-feb-11 | 15-jun-11 | 111 | 10.53% | 0.000292500 | 200.32 | 27.34 | 227.67 |
| 2088 | 01.02.2011 | Quimpac S.A. | 31 511.00 | 03.02.2011 | 24-feb-11 | 2-jun-11 | 98 | 10.53% | 0.000292500 | 903.26 | 121.66 | 1,024.93 |
| Segunda Cuota Pagada 2011 | | | | | | | | | | | | |
| 2115 | 16.05.2011 | Emp. de Generación Eléctrica del Sur S.A. | 13 008.00 | 18.05.2011 | 8-jun-11 | 9-jun-11 | 1 | 10.48% | 0.000290972 | 3.78 | | 3.78 |
| 2122 | 16.05.2011 | Hidroeléctrica Santa Cruz S.A.C. | 3 638.00 | 17.05.2011 | 7-jun-11 | 8-jun-11 | 1 | 10.48% | 0.000291111 | 1.06 | | 1.06 |
| 2140 | 16.05.2011 | Electrocentro S.A. | 90 036.00 | 16.05.2011 | 6-jun-11 | 13-jun-11 | 7 | 10.50% | 0.000291667 | 183.82 | | 183.82 |
| 2142 | 16.05.2011 | Electronorte S.A. | 58 005.00 | 16.05.2011 | 6-jun-11 | 30-jun-11 | 24 | 10.67% | 0.000296389 | 412.61 | 36.10 | 448.71 |
| 2146 | 16.05.2011 | Hidrandina S.A. | 202 821.00 | 16.05.2011 | 6-jun-11 | 8-jun-11 | 2 | 10.48% | 0.000291111 | 118.09 | | 118.09 |
| 2148 | 16.05.2011 | Seal S.A. | 64 122.00 | 17.05.2011 | 7-jun-11 | 9-jun-11 | 2 | 10.48% | 0.000290972 | 37.32 | | 37.32 |
| 2161 | 16.05.2011 | Doe Run Perú S.R.L. | 29 029.00 | 16.05.2011 | 6-jun-11 | 22-jun-11 | 16 | 10.55% | 0.000292917 | 138.05 | 7.65 | 143.70 |
| 2165 | 16.05.2011 | Gloria S.A. | 6 039.00 | 17.05.2011 | 7-jun-11 | 13-jun-11 | 6 | 10.50% | 0.000291667 | 10.57 | | 10.57 |
| 2172 | 16.05.2011 | Perubar S.A. | 1 203.00 | 17.05.2011 | 7-jun-11 | 30-jun-11 | 23 | 10.67% | 0.000296389 | 8.20 | 0.70 | 8.90 |
| 2173 | 16.05.2011 | Productos Tissue del Perú S.A. | 7 675.00 | 17.05.2011 | 7-jun-11 | 14-jun-11 | 7 | 10.50% | 0.000291667 | 15.67 | | 15.67 |
| 2174 | 16.05.2011 | Quimpac S.A. | 24 470.00 | 17.05.2011 | 7-jun-11 | 7-jul-11 | 30 | 10.70% | 0.000297083 | 218.09 | 21.81 | 239.90 |
| 2182 | 16.05.2011 | Yura S.A. | 11 871.00 | 17.05.2011 | 7-jun-11 | 15-jun-11 | 8 | 10.53% | 0.000292500 | 27.78 | | 27.78 |
| 2183 | 16.05.2011 | Minera Barrick Misquichilca S.A. | 16 646.00 | 17.05.2011 | 7-jun-11 | 13-jun-11 | 6 | 10.50% | 0.000291667 | 29.13 | | 29.13 |
| 2184 | 16.05.2011 | Industrias Cachimayo | 16 894.00 | 17.05.2011 | 7-jun-11 | 10-jun-11 | 3 | 10.47% | 0.000290694 | 14.73 | | 14.73 |
| TOTAL PENDIENTES 2011 | | | | | | | | | | 4,541.03 | 505.66 | 5,046.69 |

TOTAL SI. 6,940.95



RECIBO DE INGRESOS

N° 0002200

COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

R.U.C. 20261159733

POR

S/ 57.867,00

Manuel Roaud y Paz Soldán 364 - San Isidro
Telf.: 611-8585 Fax 705-3076

R.U.C. N° 20262221335

Recibimos de:
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABÁN S.A.

La cantidad de:
CINCUENTISIETE MIL OCHOCIENTOS SESENTISIETE Y 00/100 NUEVOS SOLES

Efectivo:

Cheque:

Banco

Concepto:

Tercera cuota para cubrir el Presupuesto de Gastos Operativos del COES SINAC 2011, determinado de acuerdo al Art. 19° de la Ley N° 28832, el Art. 34° del Reglamento aprobado por D.S.N°027-2008-EM y al Procedimiento N°8A del COES SINAC; Presupuesto aprobado en S.D.N°369 del 16.12.2010.

Plazo a pagar: Dentro de los 15 días hábiles siguientes a la recepción del recibo.

Cta Cte. Soles N° 100-0008112977 (Interbank)
Cta. Interbancaria Soles N° 003-100-000008112977-57 (Interbank)

Documento

RECIBIDOR

Fecha: 1 de Agosto de 2011

Firma y Sello del Recibidor

V°B°
V°B°
DEPARTAMENTO DE ADMINISTRACIÓN
Sr. Guillermo Peres
COES - SINAC

**ANEXO N° 04: COPIA DE POLIZA MULTIRIESGO N°
1301-515503**



400854658

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

Tramite Nro : SI827946-01

Distrito : SAN ISIDRO

LIMA

Teléfono : 6115000

RUC : 20297660536

Los representantes y Directores, figuran debidamente registrados en nuestros archivos.

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., Kteselva 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:

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 Assured may be held legally liable and/or in course of construction, installation, erection, assembly and/or improvements and alterations 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.

San Isidro, 11 de Agosto de 2009

RIMAC INTERNACIONAL
Cia de Seguros y Reaseguros

MAX DE FREITAS URRUNAGA
GERENTE DE RIESGOS

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

• Cancellation Clause as original

• 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.
- Expenses 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 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 EIREL 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 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 | 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 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

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 | |
| 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 |
| | | US\$252'042,500 |
| LESS 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 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 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 (1) 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° 05: ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE
DICIEMBRE DE 2008**

ANEXO N° 05A: AGUAYTIA ENERGY DEL PERU SRL

ANEXO N° 05B: TERMOSELVA SRL

ANEXO N° 05C: ETESELVA SRL

ARCHIVOS NO IMPRESOS

UBICADOS EN:

[\SPT\INFORME\ANEXO 4\](#)

ANEXO N° 06: FORMULARIOS CÁLCULOS DEL COYM.

ARCHIVOS NO IMPRESOS

UBICADOS EN:

\\SPT\COYM 2013

**ANEXO N° 07: LISTA DE CONSTRUCCIÓN
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN L-2251, L-2252 Y L-2253**

ARCHIVOS NO IMPRESOS

UBICADOS EN:

**\\SPT\INFORME\ANEXO **