

ANEXO B

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

PERÍODO MAYO 2014 – ABRIL 2015.



004822

Lima, 31 de octubre de 2013

ETS - 050 - 2013

Señor Ingeniero

Luis Lazo

Representante del Subcomité de Transmisores

SUB COMITÉ DE TRANSMISORES

Av. Juan de Arona 720, Edificio Corporativo Arona, piso 8
San Isidro.-



ASUNTO: Propuesta Tarifaria del Subcomité de Transmisores del COES para la Fijación de Tarifas en Barra del Periodo Mayo 2014 – Abril 2015

REFERENCIAS: D.S. N° 027 – 2008 – EM Reglamento del COES

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.

A su vez le informamos que nuestra representada no cuenta con proyectos para el periodo de enero 2014 a diciembre 2016.

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

Sin otro particular, quedamos de usted.

Atentamente,



FERNANDO OYANGUREN RAMÍREZ
Representante

Adj: un (1) CD



PROPUESTA de Tarifaria
Fijación de Tarifas en Barra
Período mayo 2014 - abril 2015
SISTEMA principal de Transmisión ETESELVA

OCTUBRE, 2013

1	RESUMEN EJECUTIVO
2	1 OBJETO
3	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
8	1.2 BASE CONCEPTUAL
9	2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ETESELVA
10	2.1 FUNCIÓN
11	2.2 SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN
12	2.3 SISTEMA SECUNDARIO DE TRANSMISIÓN
13	2.4 CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
14	2.5 CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES
15	2.6 AGUAYTIA
16	2.7 AMPLIACIÓN S.E. TINGOMARÍA
17	2.8 CELDAS DE LA S.E. VIZCAYA
18	2.9 AMPLIACIÓN S.E. PAMPALHA
19	3 VALOR NUEVO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
20	4 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
21	4.1 COMPOSICIÓN DEL COSTO
22	4.2 PREMISAS CONSIDERADAS PARA EL ESTUDIO
23	4.3 ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE MANTENIMIENTO BASADOS EN ACTIVIDADES
24	4.4 COMPONENTES DEL COYM
25	4.4.1 COSTO DE OPERACIÓN
26	4.4.2 COSTO DE MANTENIMIENTO
27	4.4.3 COSTO DE GESTIÓN
28	4.4.4 COSTO DE SEGURIDAD
29	4.4.5 COSTO DE SEGUROS
30	4.5 COSTOS DE OPERACIÓN
31	4.5.1 CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS
32	4.5.2 COSTOS DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES
33	4.5.3 COSTOS DE OPERACIÓN DEL CENTRO DE CONTROL
34	4.6 COSTOS DIRECTOS DE MANTENIMIENTO
35	4.6.1 COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
36	4.6.2 COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES
37	4.6.3 COSTO DE MANTENIMIENTO DEL CENTRO DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES
38	4.6.4 RESULTADOS DEL COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO
39	4.7 COSTOS DE GESTIÓN PERSONALES
40	4.7.1 ORGANIZACIÓN ESTÁNDAR
41	4.8 COSTOS DE GESTIÓN NO PERSONALES E INDIRECTOS DE TRANSMISIÓN
42	4.8.1 MÉTODO CIA
43	4.8.2 DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE GESTIÓN NO PERSONALES E INDIRECTOS DE TRANSMISIÓN
44	4.9 RESULTADOS
45	5 DETERMINACIÓN DEL COSTO TOTAL DE TRANSMISIÓN Y PEAJE ANUAL
46	6 FÓRMULA DE ACTUALIZACIÓN
47	7 ANEXOS

ÍNDICE

RESUMEN EJECUTIVO	3
1. OBJETO	3
2. BASE CONCEPTUAL.....	3
3. SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN EXISTENTE DE ETESELVA	4
4. COSTO TOTAL DE TRANSMISIÓN Y PEAJES ANUALES	5
1. ANTECEDENTES	6
1.1. OBJETO DEL ESTUDIO.....	6
1.2. BASE CONCEPTUAL.....	6
2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ETESELVA	8
2.1. FUNCIÓN	8
2.2. SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN	9
2.3. SISTEMA SECUNDARIO DE TRANSMISIÓN	10
2.4. CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	11
2.5. CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES	14
2.5.1. S.E. AGUAYTÍA.....	14
2.5.2. AMPLIACIÓN S.E. TINGO MARÍA.....	16
2.5.3. CELDAS DE LA S.E. VIZCARRA.....	19
2.5.4. AMPLIACIÓN S.E. PARAMONGA NUEVA.....	21
3. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO	23
4. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	24
4.1. COMPOSICIÓN DEL COSTO	24
4.2. PREMISAS CONSIDERADAS PARA EL ESTUDIO.....	25
4.3. ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE MANTENIMIENTO BASADOS EN ACTIVIDADES	26
4.4. COMPONENTES DEL COYM	27
4.4.1. COSTO DE OPERACIÓN.....	27
4.4.2. COSTO DE MANTENIMIENTO	27
4.4.3. COSTO DE GESTIÓN.....	28
4.4.4. COSTO DE SEGURIDAD.....	29
4.4.5. COSTO DE SEGUROS	29
4.5. COSTOS DE OPERACIÓN	29
4.5.1. CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS.....	30
4.5.2. COSTOS DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES.....	32
4.5.3. COSTOS DE OPERACIÓN DEL CENTRO DE CONTROL.....	36
4.6. COSTOS DIRECTOS DE MANTENIMIENTO	37
4.6.1. COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	38
4.6.2. COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES.....	42
4.6.3. COSTO DE MANTENIMIENTO DEL CENTRO DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES.....	46
4.6.4. RESULTADOS DEL COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO	50
4.7. COSTOS DE GESTION PERSONALES	50
4.7.1. ORGANIZACIÓN ESTÁNDAR.....	51
4.8. COSTOS DE GESTION NO PERSONALES E INDIRECTOS DE TRANSMISION.....	63
4.8.1. METODOLOGÍA.....	63
4.8.2. DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE GESTION NO PERSONALES E INDIRECTOS DE TRANSMISION	64
4.9. RESULTADOS	70
5. DETERMINACIÓN DEL COSTO TOTAL DE TRANSMISIÓN Y PEAJE ANUAL	72
6. FORMULA DE ACTUALIZACIÓN.....	74
7. ANEXOS.....	77

RELACIÓN DE CUADROS

CUADRO Nº 2.4-1.: CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ETESELVA	11
CUADRO Nº 2.4-2.: AISLADORES POR TIPOS DE ZONAS	13
CUADRO Nº 4.5-1.: PROCESOS Y ACTIVIDADES DE OPERACIÓN	33
CUADRO Nº 4.5-2.: COSTO ANUAL DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES (US \$)	34
CUADRO Nº 4.5-3.: ASIGNACIÓN DE COSTOS DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES	34
CUADRO Nº 4.5-4.: COSTO ANUAL ETESELVA DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES - (US \$)	35
CUADRO Nº 4.5-5.: COSTO ANUAL ETESELVA DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES - (US \$)	35
CUADRO Nº 4.5-6.: COSTO ANUAL DE OPERACIÓN DEL CENTRO DE CONTROL - (US \$)	36
CUADRO Nº 4.5-7.: COSTO ANUAL DE OPERACIÓN DE CENTRO DE CONTROL - SPT	37
CUADRO Nº 4.5-8.: COSTO ANUAL DE OPERACIÓN - SPT	37
CUADRO Nº 4.6-1.: PROCESOS Y ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	40
CUADRO Nº 4.6-2.: COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN - (US \$)	41
CUADRO Nº 4.6-3.: PROCESOS Y ACTIVIDADES PARA EL MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES	43
CUADRO Nº 4.6-4.: COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES - (U.S. \$)	46
CUADRO Nº 4.6-5.: PROCESOS Y ACTIVIDADES PARA EL MANTENIMIENTO DE CENTRO DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES	48
CUADRO Nº 4.6-6.: COSTO DE MANTENIMIENTO DE TELECOMUNICACIONES Y CENTRO DE CONTROL - (U. S. \$)	50
CUADRO Nº 4.6-7.: COSTOS DIRECTOS DE MANTENIMIENTO - SPT - (U.S. \$)	50
CUADRO Nº 4.7-1.: ESTRUCTURA DE LA ORGANIZACIÓN ESTÁNDAR - ÁREA ADMINISTRATIVA COMPARTIDA	54
CUADRO Nº 4.7-2.: ESTRUCTURA DE LA ORGANIZACIÓN ESTÁNDAR - ÁREA OPERATIVA EXCLUSIVA DE TRANSMISIÓN	55
CUADRO Nº 4.7-3.: COSTO DE PERSONAL DIRECTO DE LA ORGANIZACIÓN ETESELVA (US \$)	58
CUADRO Nº 4.8-1.: COSTOS INDIRECTOS DE TRANSMISIÓN - SPT - (EN US \$)	70
CUADRO Nº 4.9-1.: COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO - (EN US \$)	70
CUADRO Nº 5.1-1.: DETALLE DEL COSTO TOTAL DE TRANSMISIÓN Y PEAJE ANUAL DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN DE ETESELVA	73
CUADRO Nº 6.1-1.: FACTORES DE ACTUALIZACIÓN	76

RESUMEN EJECUTIVO

1. OBJETO

El presente estudio contiene la propuesta de Tarifas del Sistema Principal de Transmisión de ETESELVA para la Fijación de Tarifas en Barra, período mayo 2014 – abril 2015.

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

“Artículo. 77.- Cada cuatro años, la Comisión de Tarifas de Energía procederá a actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión y distribución, con la información presentada por los concesionarios. En el caso de obras nuevas o retiros, la Comisión de Tarifas de Energía incorporará o deducirá su respectivo Valor Nuevo de Reemplazo.”

Por tal motivo, correspondió actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión, que fueron revisadas en la Regulación de Tarifas de mayo 2009, en la fijación de precios en Barra aplicables al período comprendido entre el 01 de mayo de 2013 y el 30 de abril de 2014.

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
SPT ETESELVA	21,642,013	2,686,719	1,043,997	3,730,716	10,334,083
TOTAL	21,642,013	2,686,719	1,043,997	3,730,716	10,334,083
Tipo de Cambio	2.770	jueves, 31 de octubre de 2013			
Tasa	12%				
Vida Útil	30				
Mensualidad	0,009488793				

Se ha utilizado el tipo de cambio de 2,770 S./US\$ de fecha 31 de octubre de 2013, 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 2014 – abril 2015.

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

“Artículo. 77.- Cada cuatro años, la Comisión de Tarifas de Energía procederá a actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión y distribución, con la información presentada por los concesionarios. En el caso de obras nuevas o retiros, la Comisión de Tarifas de Energía incorporará o deducirá su respectivo Valor Nuevo de Reemplazo.”

Por tal motivo, correspondió actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión, que fueron revisadas en la Regulación de Tarifas de mayo 2009, en la fijación de precios en Barra aplicables al período comprendido entre el 01 de mayo de 2013 y el 30 de abril de 2014.

2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ETESELVA

2.1. FUNCIÓN

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

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

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

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

SUBESTACIONES

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

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

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

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

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

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

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

2.2. SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

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

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

2.3. SISTEMA SECUNDARIO DE TRANSMISIÓN

El Sistema de Transmisión Secundario comprende las instalaciones siguientes:

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

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

2.4. CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

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

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

Línea	L-2251 (Selva)	L-2252 (Selva)	L-2252 (Sierra)	L-2253 (Sierra)	L-2253 (Costa)
Tensión Nominal (kV)	220	220	220	220	220
Número de ternas	1	1	1	1	1
Longitud (km)	73,267	54,59	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, tarrajeado y pintado.
- Sistema de iluminación perimetral con postes de concreto y luminarias tipo pastoral y reflectores de alta presión de sodio.

2.5.3. CELDAS DE LA S.E. VIZCARRA

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

Vizcarra, L-2252 y se enlaza con la S.E. Paramonga Nueva mediante la L. T. Vizcarra – Paramonga Nueva, L-2253.

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

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

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

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

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

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

2.5.4. AMPLIACIÓN S.E. PARAMONGA NUEVA

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

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

- Una celda de llegada de línea a 220 kV, L-2253, equipada con los siguientes elementos:
 - ◆ Un seccionador de línea con seccionador de puesta a tierra;
 - ◆ Un seccionador de barra;
 - ◆ Un interruptor SF6 con una bobina de cierre y dos bobinas de disparo;
 - ◆ Tres transformadores de tensión capacitivo (Fases S y R);
 - ◆ Tres transformadores de corriente (Clase 5 y Clase 0,5);
 - ◆ Tres pararrayos de óxido de zinc; y
 - ◆ Onda Portadora (Fases S y R).
- Ampliación del sistema de barras de REP.

- Pórticos y soportes.
 - ◆ Pórticos de barras y líneas a 220 kV; y
 - ◆ Soportes para equipos a 220 kV.

3. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO

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

“Artículo. 77.- Cada cuatro años, la Comisión de Tarifas de Energía procederá a actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión y distribución, con la información presentada por los concesionarios. En el caso de obras nuevas o retiros, la Comisión de Tarifas de Energía incorporará o deducirá su respectivo Valor Nuevo de Reemplazo.”

Por tal motivo, en la Fijación de Precios en Barra periodo entre el 01 de mayo de 2013 y el 30 de abril de 2014, correspondió actualizar el VNR de las instalaciones de transmisión, que fueron revisadas en la Regulación de Tarifas de mayo 2009, período en el cual están incluidas las instalaciones del SPT de ETESELVA.

En el Informe N° 0147-2013-GART, que sustenta la Resolución OSINERGMIN N° 053-2013-OS/CD, que Fijan los Precios en Barra para el período mayo 2013 – abril 2014, se establece que el VNR de las instalaciones del SPT de ETESELVA, asciende a US \$ 21 642 013 (Veintiún Millones Seiscientos Cuarenta y Dos Mil Trece dólares americanos).

4. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

4.1. COMPOSICIÓN DEL COSTO

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

Este costo comprende las actividades necesarias para la operación y mantenimiento del Sistema de Transmisión de 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:

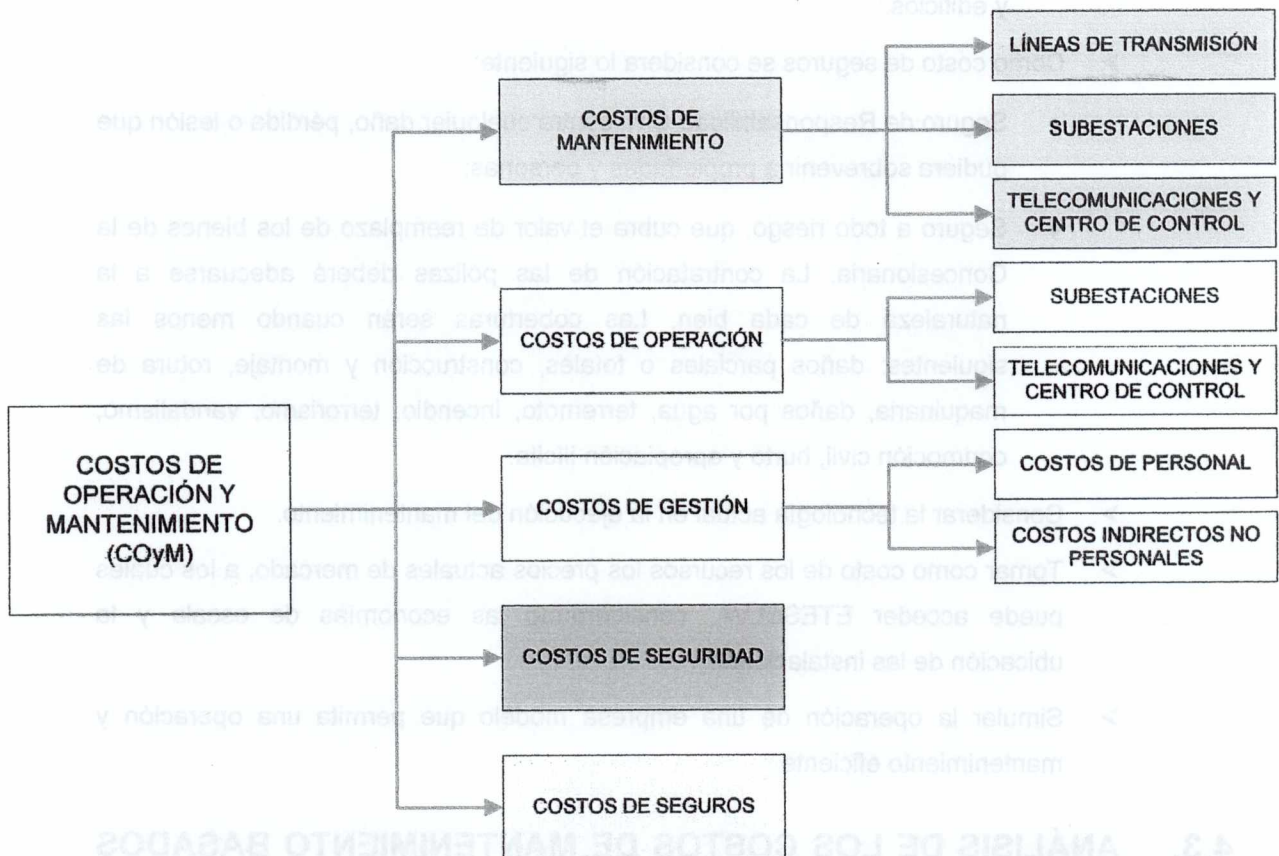
CM = Costo Directo de Mantenimiento (Mantenimiento de Líneas y Subestaciones, mantenimiento del Sistema de Telecomunicaciones y Centro de Control).

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

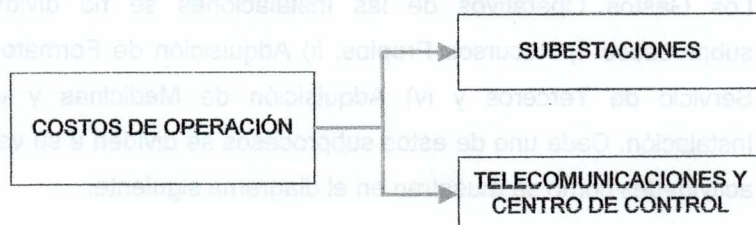
Seguro de Responsabilidad Civil contra cualquier daño, pérdida o lesión que pudiera sobrevenir a propiedades y personas;

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.

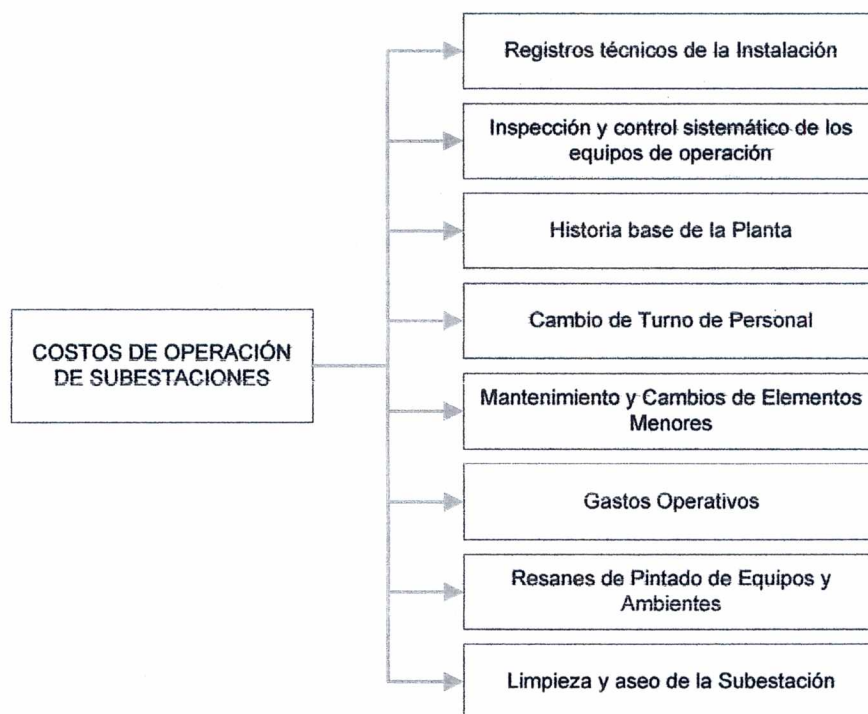
Composición de los Costos de Operación



4.5.1. CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS

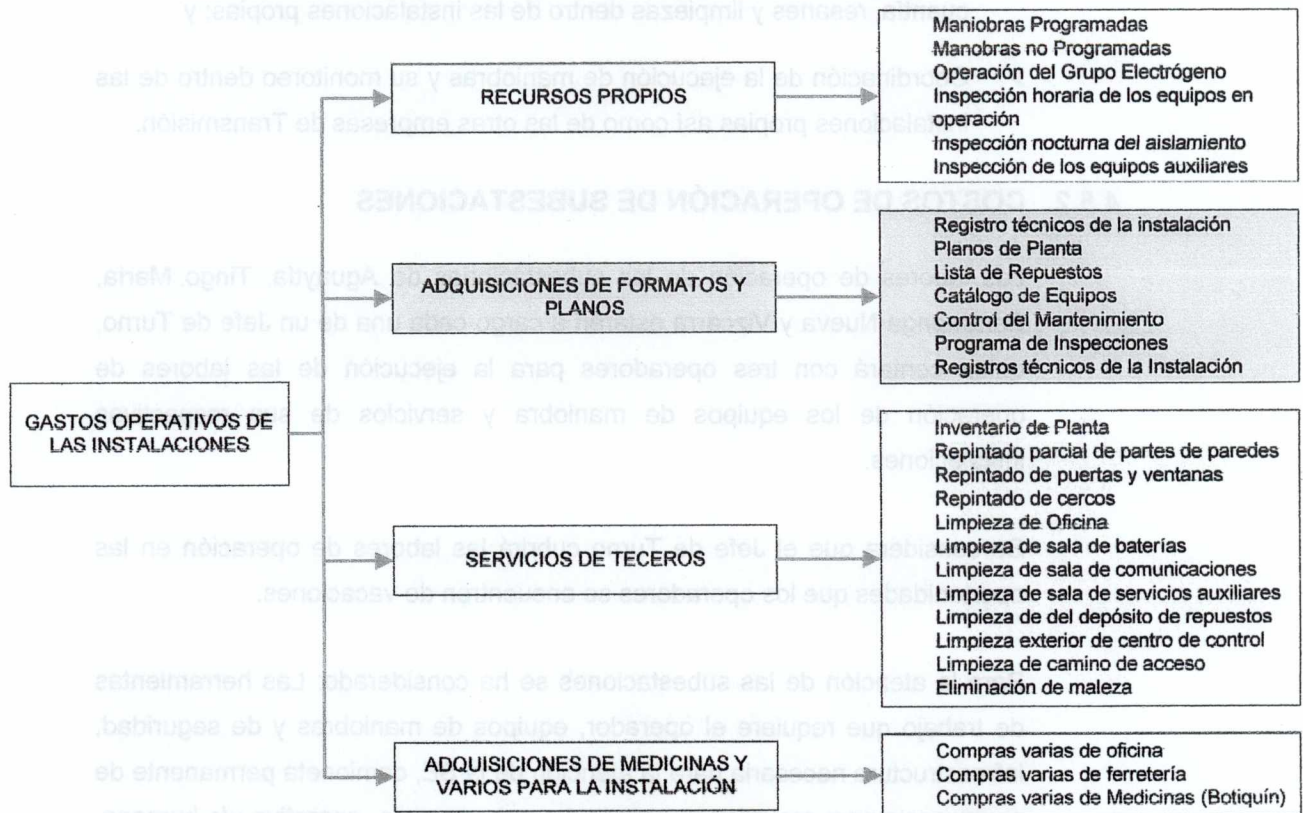
Corresponden a los costos de operación del sistema referidos a la administración de la Subestación y al Centro de Control. Estos se componen en procesos y actividades básicamente a las actividades de maniobras que en forma programada o de emergencia son realizados por el personal de operación de las 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 para 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 Electrógeno
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 Catálogo 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. Aguaytía	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	17%
	OTROS	83%
Tingo María	ETESELVA	70%
	OTROS	30%
Aguaytía	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	5 728	16 186	1 744	41 421
Inspección y control sistemático equipos operación	11 183	1 893	7 814	579	21 470
Registros técnicos de la instalación	11 198	1 883	7 825	574	21 481
Historia base de la planta	11 964	2 069	8 895	630	23 559
Cambio de turno del personal	12 000	2 035	8 385	436	22 856
Mantenimiento y cambios de elementos menores	842	103	589	24	1 558
Gastos operativos	5 577	1 338	10 021	358	17 293
Resanes de pintado de equipos y ambientes	950	116	664	27	1 758
Limpieza y aseo de la sub estación	1 926	327	1 346	100	3 699
Total US\$	73 404	15 492	61 726	4 473	155 095

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 54 977 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	5.19%	4,473
S.E. Vizcarra	91 370	100%	91 370	3.01%	2,750
S.E. Tingo María	88 333	100%	88 333	50.23%	44,373
Costo Total					51,597

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 41 086 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	49.40%	41 086

El costo total de Operación para el SPT asciende a 99 863 dólares americanos, tal como se muestra en el Cuadro N° 4.5-8.

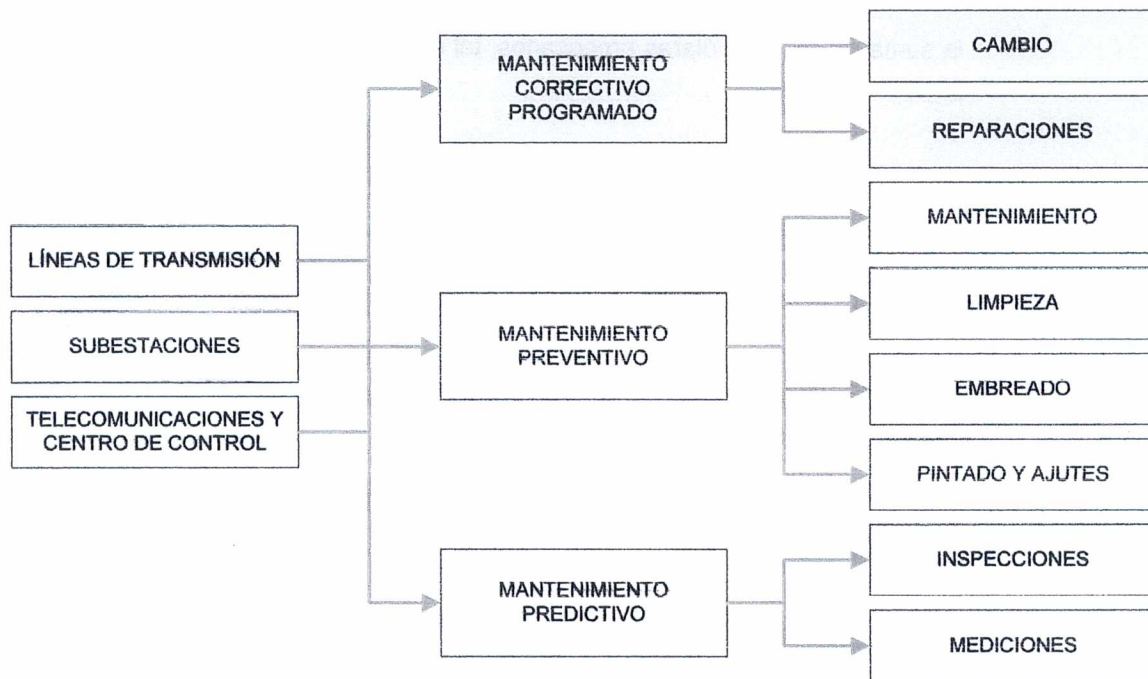
Cuadro N° 4.5-8.: Costo Anual de Operación - SPT

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	5.19%	4,473
S.E. Tingo María	91 370	100%	91 370	3.01%	2,750
S.E. Aguaytía	88 333	100%	88 333	50.23%	44,373
Centro de Control	83 164	100%	83 164	49.40%	41 086
Costo total de Operaciones					92 683

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 Faja de Servidumbre (Sierra)
Mantenimiento Caminos de Accesos	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento de Trochas Carrozables
		Mantenimiento de Caminos Peatonales
Mantenimiento Electromecánico de Líneas Aéreas	Mantenimiento Correctivo Programado	Cambio de Aisladores
		Cambio de Conductores
		Cambio de Ferretería
		Reparación de Conductores
		Cambio de Cable de Guarda
Mantenimiento Estructuras de Líneas Aéreas	Mantenimiento Preventivo	Pintado de Estructuras
		Pintado de Fases y Rótulos
		Embreado de Patas (Torres)
	Mantenimiento Correctivo Programado	Cambio de Perfiles
		Reparación de bases de torres
Mantenimiento Sistema de Puesta a Tierra	Mantenimiento Predictivo	Medición Puesta a Tierra
	Mantenimiento Correctivo Programado	Reparación de Puesta a Tierra
Revisión y Mediciones Eléctricas	Mantenimiento Predictivo	Medición Puntos Calientes
		Medición de Distribución de Potencial

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

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

RESULTADOS

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

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

En el cuadro N° 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\$)	% Respecto al total
SPT	L.T. 220 kV Vizcarra - Paramonga Nueva	126,114	38%
	Sub Total	126,114	38%
SST	L.T. 220 kV Tingo María - Vizcarra	152,473	46%
	L.T. 220 kV Aguaytía - Tingo María	54,256	16%
	Sub Total	206,729	62%
Total Costo Directo		332,843	100%

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).

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 Electromecánico Celda Línea

Procesos	Tipo de Mantenimiento	Actividades
Mantenimiento Celda Línea 220 kV y Transformadores 138 y 220 kV	Mantenimiento Predictivo	Medición Puntos Calientes
		Pruebas de Interruptores
		Pruebas de Seccionadores
		Prueba de Transformador de Medida
	Mantenimiento Correctivo Programado	Mantenimiento Integral de Interruptores
		Mantenimiento Integral de Seccionadores
Mantenimiento de Transformador de Potencia	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Electromecánico Transformador
		Mantenimiento Equipos de Medición
		Mantenimiento Equipos de Protección
		Mantenimiento Sistema Control y Señalización
		Pintado del Transformador
	Mantenimiento Predictivo	Análisis Físico, Químico y Cromatográfico de aceites
		Pruebas Eléctricas del Transformador
	Mantenimiento Correctivo Programado	Regeneración de Aceite Aislante
		Mantenimiento Integral del Transformador
		Mantenimiento Mayor Conmutador Bajo Carga
Mantenimiento Celda Compensación 220 kV	Mantenimiento Preventivo	Ajuste de Grapas y Conectores
		Limpieza Manual de Aislamiento
		Mantenimiento Equipos de Medición
		Mantenimiento Equipos de Protección
		Mantenimiento Sistema Control y Señalización.
		Mantenimiento Electromecánico Celda de Compensación
		Mantenimiento. Tablero de Control, Medición y Protección
		Pintado del Reactor
	Mantenimiento Predictivo	Medición Puntos Calientes
		Pruebas de Interruptores
		Pruebas de Seccionadores
		Pruebas Eléctricas del Reactor
		Análisis Físico Químico y Cromatográfico de aceites
		Prueba de Transformador de Medida
	Mantenimiento Correctivo Programado	Mantenimiento Integral de Interruptores
		Mantenimiento Integral de Seccionadores
		Mantenimiento Integral del Reactor
		Regeneración de Aceite Aislante
Mantenimiento de Servicios Auxiliares	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Banco de Baterías
		Mantenimiento Cargador de Baterías
		Mantenimiento Tablero de Servicio Auxiliares

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

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

Luego se define la frecuencia anual por actividad.

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

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

RESULTADOS

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

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

En el Cuadro N° 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	10,664	7%
	S.E. Vizcarra	11,067	7%
	S.E. Tingo María	54,315	35%
	Sub Total	76,046	49%
SST	S.E. Aguaytía	46,513	30%
	S.E. Vizcarra	11,067	7%
	S.E. Tingo María	23,055	15%
	Sub Total	80,635	51%
Total Costo Directo Mantenimiento		156 681	100%

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

4.6.3. COSTO DE MANTENIMIENTO DEL CENTRO DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES

CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS

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

<p>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.</p>	
<p><u>PROCESOS Y ACTIVIDADES</u></p>	
<p>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.</p>	
<p>Los procesos definidos involucra mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo programado:</p>	
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Mantenimiento Predictivo: involucra actividades de Inspección, Medición, Análisis y Pruebas; ➤ Mantenimiento Preventivo: involucra actividades de Mantenimiento y Limpieza. ➤ No se considera Mantenimiento Correctivo 	
<p>En el Cuadro N° 4.6-5 se muestran los procesos y actividades definidos para el Mantenimiento de Centro de Control y Telecomunicaciones:</p>	

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
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		

Procesos	Tipo de Mantenimiento	Actividades
Mantenimiento Centro de Control	de Mantenimiento Predictivo	Mantenimiento de estaciones de operación
		Mantenimiento de servidores
		Mantenimiento de cablearía Red LAN, Router y UPS
		Mantenimiento de Impresoras
		Mantenimiento de RTU
		Mantenimiento de Switch
		Mantenimiento de Estabilizadores
Mantenimiento Centro de Control	de 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 metrande el equipamiento que tiene cada una de ellas, tal como número de trampas de onda, radio bases, radios en vehículos y portátiles, y tableros, para los cuales se les asigna una actividad de mantenimiento.

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

RESULTADOS

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

En el Cuadro N° 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	26,530	15%
	Telecomunicaciones	40,866	23%
	Subtotal	67,396	38%
SST	Centro de Control	42,593	24%
	Telecomunicaciones	65,608	37%
	Subtotal	108,202	62%
Total		175 598	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	126,114
Subestaciones	76,046
Telecomunicaciones y Centro de Control	67,396
Total Costo de Mantenimiento	269,556

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 consideró 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

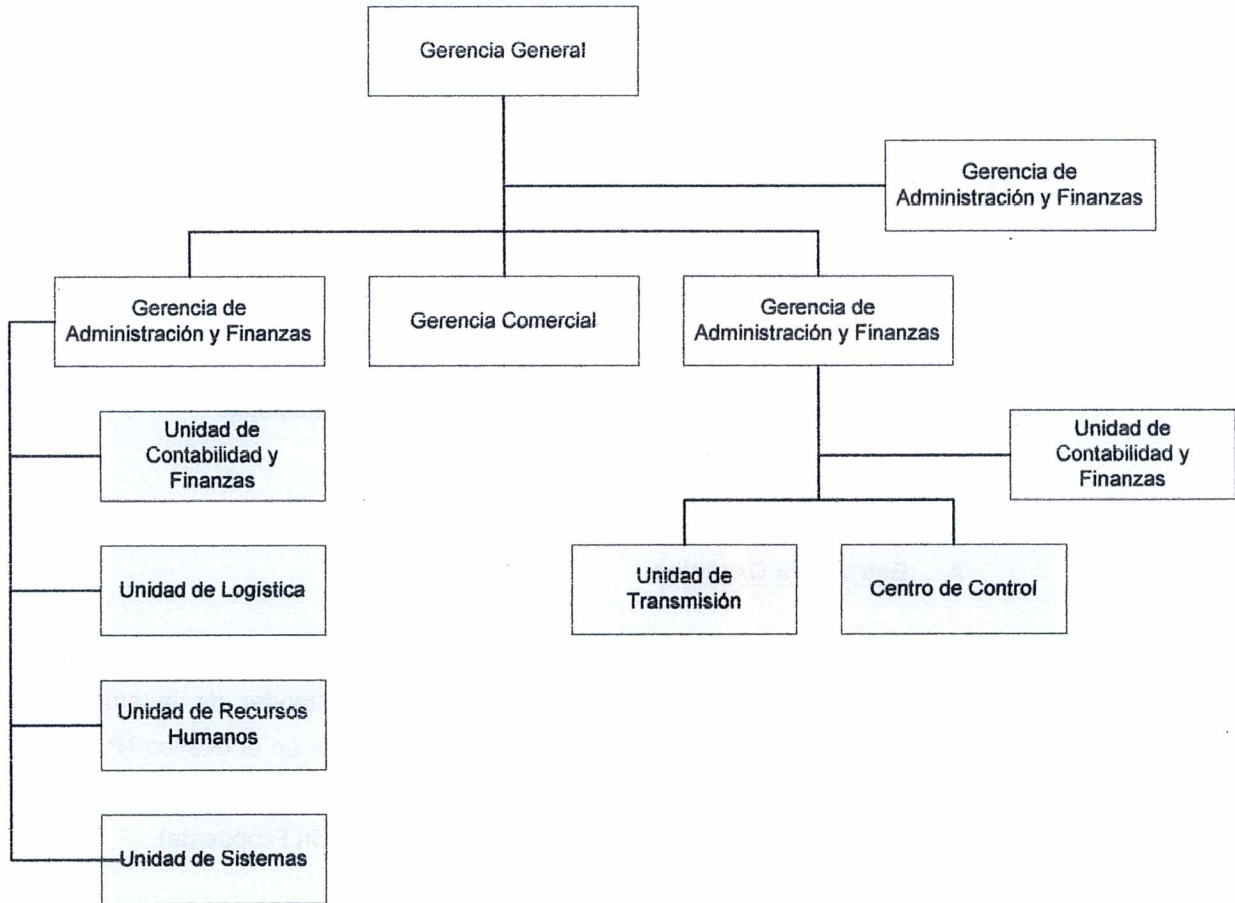
A Estructura Orgánica

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° 01 - Funciones de la Organización Propuesta).

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

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%

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	20,627	1,856	2,011	24,494	2,205	4,082	369,377
Secretaria GG	2,138	192	209	2,539	229	423	38,295
AREA: LEGAL							
Asesor Legal	7,539	679	735	8,952	806	1,492	135,004
AREA: ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS							
Gerente de Administración y Finanzas	9,789	881	954	11,624	1,046	1,937	175,290
Secretaria de Gerencia	2,138	192	209	2,539	229	423	38,295
UNIDAD DE CONTABILIDAD Y FINANZAS							
Contador General	5,623	506	548	6,677	601	1,113	100,692
Asistente de Contabilidad	1,255	113	122	1,491	134	248	22,478
Tesorero	4,393	395	428	5,217	469	869	78,666
UNIDAD DE LOGISTICA							
Jefe de Logística	3,460	311	337	4,109	421	685	62,573
Recepcionista de Sede	974	88	95	1,157	104	193	17,440
Analista de Compras	1,255	113	122	1,491	153	248	22,700
Responsable de Almacén	2,925	263	285	3,473	356	579	52,888
Responsable de Servicios Generales	2,925	263	285	3,473	356	579	52,888
UNIDAD DE RECURSOS HUMANOS							
Jefe de Recursos Humanos	3,897	351	380	4,627	416	771	69,778
Asistente de RR.HH.	1,255	113	122	1,491	134	248	22,478

Cargo	Haber Mensual	Beneficios Sociales	CTS	Total Mensual US \$	Seguros	Gratificación	Total Anual US\$
UNIDAD DE SISTEMAS							
Jefe de Sistemas	3,952	356	385	4,693	422	782	70,766
Analista de sistemas	2,213	199	216	2,628	237	438	39,634
AREA: GERENCIA DE OPERACIONES							
Gerente de Operaciones	8,884	800	866	10,550	1,080	1,758	160,658
Secretaria de Gerencia	2,138	192	209	2,539	229	423	38,295
UNIDAD DE SEGURIDAD INTEGRAL Y MEDIO AMBIENTE							
Jefe de Seguridad Integral y Medio Ambiente	3,679	331	359	4,369	447	728	66,528
UNIDAD DE TRANSMISIÓN							
Jefe de Unidad de Transmisión	3,158	284	308	3,750	384	625	57,114
Secretaria	1,513	136	148	1,797	162	299	27,098
Supervisores de Mantenimiento LL.TT.							
Técnico Mantenimiento LL.TT.	2,462	222	240	2,923	299	487	44,521
Supervisores de Mantenimiento SS.EE							
Técnico Mantenimiento SS.EE	1,145	103	112	1,360	139	227	20,706
CENTRO DE CONTROL							
Jefe de Centro de Control	2,257	203	220	2,680	274	447	40,820
Especialista en Análisis	1,145	103	112	1,360	139	227	20,706
UNIDAD COMERCIAL							
Jefe de Unidad Comercial	3,525	317	344	4,185	429	698	63,739
Analista Comercial	2,257	203	220	2,680	274	447	40,820
Analista Comercial	1,259	113	123	1,495	153	249	
SUBTOTAL DE REMUNERACION AL PERSONAL							2,147,832

Inductores de asignación

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

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

Una vez determinado el costo de remuneración de personal correspondiente a la transmisión, se determinó el porcentaje de dedicación al SPT. Se tomó 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	38.38%
SST	61.62%
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 2013 y el 30 de abril de 2014, aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 053-2013-OS/CD y CMI del SST se tomó del establecido en la fijación de Peajes y Compensaciones para los SST y SCT, período 2013-2017 aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 054-2013-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	369 377	11,74%	43 380
Secretaria GG	38 295	11,74%	4 497
AREA: LEGAL			
Asesor Legal	135 004	11,74%	15 855
AREA: ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS			
Gerente de Administración y Finanzas	175 290	11,74%	20 586
Secretaria de Gerencia	38 295	11,74%	4 497
UNIDAD DE CONTABILIDAD Y FINANZAS			
Contador	100 692	11,74%	11 825
Asistente de Contabilidad	22 478	11,74%	2 640
Cajero	78 666	11,74%	9 239
UNIDAD DE LOGISTICA			
Jefe de Logística	62 573	11,74%	7 349
Recepcionista de Sede	17 440	11,74%	2 048
Analista de Compras	22 700	11,74%	2 666
Responsable de Almacén	52 888	11,74%	6 211
Responsable de Servicios Generales	52 888	11,74%	6 211
UNIDAD DE RECURSOS HUMANOS			
Jefe de Recursos Humanos	69 778	11,74%	8 195
Asistente de RR.HH.	22 478	11,74%	2 640
UNIDAD DE SISTEMAS			
Jefe de Sistemas	70 766	11,74%	8 311
Analista de sistemas	39 634	11,74%	4 655
AREA: GERENCIA DE OPERACIONES			
Gerente de Operaciones	160 658	38,38%	61 662
Secretaria de Gerencia	38 295	38,38%	14 698
UNIDAD DE SEGURIDAD INTEGRAL Y MEDIO AMBIENTE			
Jefe de Seguridad Integral y Medio Ambiente	66 528	38,38%	25 534
UNIDAD DE TRANSMISIÓN			
Jefe de Unidad de Transmisión	57 114	38,38%	21 921
Secretaria	27 098	38,38%	10 400
Supervisores de Mantenimiento LL.TT.	44 521	38,38%	17 088
Técnico Mantenimiento LL.TT.	20 706	38,38%	7 947
Supervisores de Mantenimiento SS.EE	40 820	38,38%	15 667

Cargo	Remuneración Anual	% Dedicación	Monto Transmisión Principal
Técnico Mantenimiento SS.EE	20 706	38,38%	7 947
CENTRO DE CONTROL			
Jefe de Centro de Control	63 739	38,38%	24 464
Especialista en Análisis	40 820	38,38%	15 667
UNIDAD COMERCIAL			
Jefe de Unidad Comercial	159 290	11,74%	18 707
Analista Comercial	38 295	11,74%	4 497
TOTAL	2 186 821		411 584

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 \$)	649,82
	38,989,17
Total Asignado a la Transmisión	30,60%
	11 930,24
Total Asignado al Transmisión del SPT	38,88%
	4 578,94

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	407 005
Directorio	4 579
Costo Personal SPT	411 584

4.8. COSTOS DE GESTIÓN NO PERSONALES E INDIRECTOS DE TRANSMISIÓN

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 GESTION NO PERSONALES E INDIRECTOS DE TRANSMISION

ORGANIZACIÓN

La organización planteada para la empresa de transmisión y las respectivas funciones fue vista en el punto 4.7 de este informe.

COSTOS DE GESTIÓN NO PERSONALES

Son los costos asociados a los distintos órganos de gestión que componen 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.

	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 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.
	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 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° 02).
	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Los costos asociados a estos rubros son los siguientes:

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

Conceptos	Monto Mensual (US \$)	Veces al Año	Total Anual (US \$)
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	116 383
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			439 438

- 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	379	12	4 550
Suministros de oficina	80	12	963
Mantenimiento de oficinas	53	12	637
Servicios de Terceros			
Fotocopias	151	12	1 815
Alquiler de vehículos	92	12	1 106
Gastos de capacitación	149	12	1 791
Correos y courier	78	12	935
Telefonía y comunicaciones	775	12	9 304
Consultorías internacionales	824	12	9 890
Servicios de auditoría	320	12	3 838
Consultorías nacionales	1 824	12	21 886

Conceptos	Monto Mensual (US \$)	Veces al Año	Total Anual (US \$)
Servicios legales	132	12	1 588
Servicios de traducciones	8	12	93
Alquiler de oficinas	315	12	3 780
Electricidad	42	12	509
Gastos legales asociados a la servidumbre	1 039	12	12 472
Servicios de ingeniería local	1 156	12	13 870
Otros gastos	935	12	11 215
Tributos			
Tributos	265	12	3 175
Pagos al Organismo Regulador (D.L. 25844)	3 722	12	44 669
ITF (1)	30	12	364
Cargas Diversas de Gestión			
Transporte local	92	12	1 105
Membrecías y suscripciones	362	12	4 342
Viajes nacionales	189	12	2 268
Viajes internacionales	446	2	891
Gastos de representación	170	12	2 035
Otros gastos	797	12	9 569
Total Gastos de Gestión No Personal			168 660

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 Rimac Internacional Compañía de Seguros y Reaseguros. (Ver Anexo N° 03).

Los valores de las primas correspondientes son las siguientes:

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

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

Conceptos	US\$
COSTO DE INVERSION	21 642 013
Prima de Seguros (% de Inversión SPT)	0.344%
TOTAL COSTOS DE SEGUROS	74 404

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 prorrateada 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)	217	217	433
Asignación Familiar (10 % Rmv)	22	22	43
Sub Total Remuneración Básica	238	238	477
Horas Extras (1.25 dos 1ras. Hr. Y 1.35 sigui.)	141	141	282
Bonificación Nocturna (30 % Rmv)			65

Concepto	12 hrs. Día	12 hrs noche	24 hrs.
Sub Total Ingreso Mensual	379	444	823
Por Días Feriados	19	22	41
Por Días de Descanso Físico	6	78	144
TOTAL REMUNERACIONES (A)	464	544	1 008
DERECHOS SOCIALES			
Vacaciones (B) 8.33% de (A)	39	45	84
Gratificación (C) 16.67% de (A)	77	91	168
CTS (D) 8.33% de (A) + (C)	45	53	98
CARGAS SOCIALES			
Essalud 9,00 % de (A)+(B)+(C)	52	61	113
Seguro - SCTR 1,24 % de (A)+(B)+(C)	7	8	16
Total Derechos y Cargas Sociales	221	258	479
TOTAL COSTO DIRECTO MENSUAL	685	802	1 487
Gastos Operativos Radio y Arma (6% CD)	41	48	89
Gastos Generales (10% CD)	69	80	149
TOTAL COSTOS	795	931	1 725
UTILIDAD (15%)	119	140	59
VALOR VENTA SERVICIO (US \$)	914	1 070	1 984

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

SUBESTACION	%
TINGO MARIA	71,89%
VIZCARRA	17,75%
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		Costos (US \$)	
		12 H	24 H	12 H	24 H	Mensual	Anual
Tingo María	1		2		1 984	1 994	23 923
Vizcarra	1		1		1 984	60	717
Paramonga Nueva	1		1		1 984	206	2 471
TOTAL							27 111

Como ya expresamos, la consolidación de estos 2 gastos constituyen los costos indirectos de transmisión que asciende a US \$ 133 134 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	27 111
Seguros de Infraestructura	74 404
Total	101 514

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	92 683
Operación de CC	41 086
Operación de Subestaciones	51 597
MANTENIMIENTO	269 556
Líneas de Transmisión	126 114
Subestaciones	76 046
Centro de Control y Telecomunicación	67 396
GESTIÓN	535 211
Personales	411 584
No Personales	123 627
APORTES D.L.N° 25844	44 669
ITF	364
SEGURIDAD	27 111
SEGUROS	74 404
TOTAL COyM	1 043 997

Los Costos de Operación y Mantenimiento del SPT de ETESELVA ascienden a US \$ 1 043 977 (Un Millón Cuarenta y Tres Mil Novecientos Setenta y Siete Dólares Americanos).

5. DETERMINACIÓN DEL COSTO TOTAL DE TRANSMISIÓN Y PEAJE ANUAL	
---	--

El CTT se calcula sumando la anualidad de los Costos de Inversión (CNI) y los Costos de Operación y Mantenimiento (COM).

El VNIR 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 2,770 \$/US\$ de fecha 31 de octubre de 2013, calculado por la Superintendencia de Bancos, 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 OSINORMING en la Norma.

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 2,770 S./US\$ de fecha 31 de octubre de 2013, 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 OSINERMINING 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
SPT ETESELVA	21 642 013	2 686 719	1 043 997	3 730 716	10 334 083
TOTAL	21 642 013	2 686 719	1 043 997	3 730 716	10 334 083

Tipo de Cambio	2.770	jueves, 31 de octubre de 2013			
Tasa	12%				
Vida Útil	30				
Mensualidad	0,009488793				

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

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

$$FA = \left(a \frac{TC}{TC_0} + b \frac{IPM}{IPM_0} + c \frac{PC}{PC_0} + d \frac{P_{ol}}{P_{ol_0}} \right)$$

Donde:

FA : Factor de actualización

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

TC₀ : Tipo de cambio inicial, calculado por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP del Perú, cotización de oferta y demanda, tipo de cambio

6. FORMULA DE ACTUALIZACIÓN

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

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

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

Donde:

FA : Factor de actualización

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

TC₀ : Tipo de cambio inicial, calculado por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP del Perú, cotización de oferta y demanda, tipo de cambio

promedio ponderado, correspondiente al valor de venta del último día hábil del mes de marzo del año de entrada en vigencia de los peajes y compensaciones, publicado en el Diario Oficial El Peruano, o el que lo reemplace.

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

IPM₀ : Índice General al Por Mayor inicial, el cual corresponde al mes de marzo del año de entrada en vigencia de los peajes y compensaciones, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

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_{C0} = 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.

Pal₀ = Índice inicial del precio del Aluminio, se calcula de manera similar al Pal pero con los datos de las últimas cincuenta y dos (52) semanas anteriores al

mes de abril del año de entrada en vigencia de los peajes y compensaciones.

- a : Porcentaje de participación del costo de procedencia extranjera (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).
- b : Porcentaje de participación del costo de procedencia nacional (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).
- c : Porcentaje de participación de costos del Aluminio
- d : Porcentaje de participación de costos del Cobre

En el Cuadro N° 6.1-1, se presentan los coeficientes a, b, c y d, de la fórmula de actualización, los que resultan del cociente del valor de cada componente entre el valor total.

Cuadro N° 6.1-1.: Factores de Actualización

INSTALACION	VALOR PRESENTE				
	Procedencia Extranjera Mil US \$	Procedencia Nacional Mil US \$	Aluminio Mil US \$	Cobre Mil US \$	TOTAL Mil US \$
Líneas de Transmisión					
Subestaciones	318	478	-	2	799
TOTAL	318	478	-	2	799
INSTALACION	COEFICIENTES				
	Procedencia Extranjera	Procedencia Nacional	Aluminio	Cobre	TOTAL
Líneas de Transmisión					
Subestaciones	0.3987	0.5990	-	0.0023	1.0000
TOTAL	0.3987	0.5990	-	0.0023	1.0000

7. ANEXOS

ANEXO N° 01: FUNCIONES DE LA ORGANIZACIÓN PROPUESTA.

ANEXO N° 02: APORTES PARA CUBRIR EL PRESUPUESTO DE GASTOS OPERATIVOS DEL COES SINAC PARA EL EJERCICIO 2013.

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

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

ANEXO N° 4A : AGUAYTIA ENERGY DEL PERU SRL

ANEXO N° 4B : TERMOSELVA SRL

ANEXO N° 4C : ETESELVA SRL.

ANEXO N° 05: FORMULARIOS CÁLCULOS DEL COYM.

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

**ANEXO N° 02: APORTES PARA CUBRIR EL PRESUPUESTO
DE GASTOS OPERATIVOS DEL COES SINAC PARA EL
EJERCICIO 2013**

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

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

ANEXO N° 04A: AGUAYTIA ENERGY DEL PERU SRL

ANEXO N° 04B: TERMOSELVA SRL

ANEXO N° 04C: ETESELVA SRL

ARCHIVOS NO IMPRESOS

UBICADOS EN:

\\SPT 2014\INFORME\ANEXO 4

ANEXO N° 05: FORMULARIOS CÁLCULOS DEL COYM.

ARCHIVOS NO IMPRESOS

UBICADOS EN:

\\SPT 2014\COYM