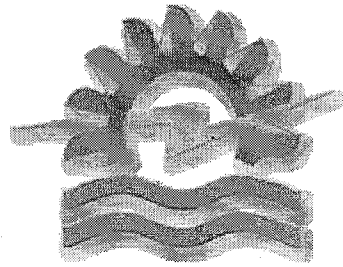


ANEXO F

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

PERÍODO MAYO 2011 – ABRIL 2012.



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

**Sistema Principal de Transmisión
SAN GABÁN**

Noviembre, 2010



ÍNDICE

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



RELACIÓN DE CUADROS

CUADRO Nº 2.3-1.: CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	9
CUADRO Nº 2.3-2.: CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR.....	9
CUADRO Nº 2.3-3.: CARACTERÍSTICAS DEL CABLE DE GUARDA.....	10
CUADRO Nº 4.5-1.: PROCESOS Y ACTIVIDADES DE OPERACIÓN	23
CUADRO Nº 4.5-2.: COSTO ANUAL DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES (US \$).....	24
CUADRO Nº 4.5-3.: ASIGNACIÓN DE COSTOS DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES	25
CUADRO Nº 4.5-4.: COSTO ANUAL SAN GABÁN DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES - (US \$)	25
CUADRO Nº 4.5-5.: COSTO ANUAL DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES SPT SAN GABÁN - (US \$)	26
CUADRO Nº 4.5-6.: COSTO ANUAL DE OPERACIÓN DEL CENTRO DE CONTROL - (US \$)	26
CUADRO Nº 4.5-7.: COSTO ANUAL DE OPERACIÓN DE CENTRO DE CONTROL - SPT US \$.....	27
CUADRO Nº 4.5-8.: COSTO ANUAL DE OPERACIÓN - SPT.....	27
CUADRO Nº 4.6-1.: PROCESOS Y ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	29
CUADRO Nº 4.6-2.: COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN - (US \$)	31
CUADRO Nº 4.6-3.: PROCESOS Y ACTIVIDADES PARA EL MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES	33
CUADRO Nº 4.6-4.: COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES - (U.S. \$).....	34
CUADRO Nº 4.6-5.: PROCESOS Y ACTIVIDADES PARA EL MANTENIMIENTO DE CENTRO DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES.....	36
CUADRO Nº 4.6-6.: COSTO DE MANTENIMIENTO DE TELECOMUNICACIONES Y CENTRO DE CONTROL - (U. S. \$).....	38
CUADRO Nº 4.6-7.: COSTOS DIRECTOS DE MANTENIMIENTO - SPT - (U.S. \$)	38
CUADRO Nº 4.7-1.: ESTRUCTURA DE LA ORGANIZACIÓN ESTÁNDAR - ÁREA ADMINISTRATIVA COMPARTIDA.....	42
CUADRO Nº 4.7-2.: ESTRUCTURA DE LA ORGANIZACIÓN ESTÁNDAR - ÁREA OPERATIVA EXCLUSIVA DE TRANSMISIÓN.....	43
CUADRO Nº 4.7-3.: COSTO DE PERSONAL DIRECTO DE LA ORGANIZACIÓN SAN GABÁN (US \$)	46
CUADRO Nº 4.8-1.: COSTOS INDIRECTOS DE TRANSMISIÓN - SPT - (EN US \$)	58
CUADRO Nº 4.9-1.: COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO - (EN US \$)	58
CUADRO Nº 5.1-1.: DETALLE DE LOS CTT Y PEAJE ANUAL DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN DE SAN GABÁN.....	59



RESUMEN EJECUTIVO

1. OBJETO

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

2. BASE CONCEPTUAL

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

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

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

Artículo. 77°.- Cada cuatro años, la Comisión de Tarifas de Energía procederá a actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión y distribución, con la información presentada por los



concesionarios. En el caso de obras nuevas o retiros, la Comisión de Tarifas de Energía incorporará o deducirá su respectivo Valor Nuevo de Reemplazo.

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

3. SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN DE SAN GABÁN

SUBESTACIONES

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

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

4. COSTO TOTAL DE TRANSMISIÓN Y PEAJES ANUALES

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

Instalaciones	VNR	aVNR	COyM	Costo Total de Transmisión	Peaje Anual
	US\$	US\$/Año	US\$/Año	US\$/Año	S./mes
SPT	697 285	86 564	64 516	151 079	421 209
Tipo de Cambio	2,788	30 de setiembre de 2010			
Tasa	12%				
Vida Útil	30				
Mensualidad	0,009488793				

Se ha utilizado el tipo de cambio de 2,788 S./US\$ de fecha 30 de septiembre de 2010, calculado por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP del Perú, valor venta correspondiente al último día hábil del mes anterior al de su aplicación, publicado en el Diario Oficial El Peruano, tal como lo indica el 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 SAN GABÁN para la Fijación de Tarifas en Barra, período mayo 2011 – abril 2012.

1.2. BASE CONCEPTUAL

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

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

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

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



Tarifas de Energía incorporará o deducirá su respectivo Valor Nuevo de Reemplazo.

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



2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE SAN GABÁN

2.1. FUNCIÓN

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

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

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

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

LÍNEA DE TRANSMISIÓN

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



SUBESTACIONES

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

2.2. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES

El Sistema Secundario de Transmisión comprende las instalaciones siguientes:

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



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

2.3. CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

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

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

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

CONDUCTOR

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

Cuadro N° 2.3-2.: Características del Conductor

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



CABLE DE GUARDA

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

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

Línea	L-1009	L-1010	L-1013
Material	Acero Galvanizado	Fibra Óptica	Acero Galvanizado
Tipo	E.H.S. (*)	OPGW (**)	E.H.S. (*)
Sección (mm ²)	51,1	55,0	51,1
Diámetro del Cable (mm)	9,53	12	9,53
Número de Hilos	7	13	7
Peso (kg/km)	0,406	0,429	0,406

(*) E.H.S. = Extra High Strength (Alto Valor de Rotura).
(**) OPGW = Optical Power Ground Wire (Cable de Tierra Óptico)

2.4. CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES

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

2.4.1. S.E. SAN GABAN II

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

Las características fundamentales de la subestación son las siguientes:

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



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



- Cerco perimétrico con paños de malla metálica.

2.4.2. S.E. AZÁNGARO

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

Las características fundamentales de la subestación son las siguientes:

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



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



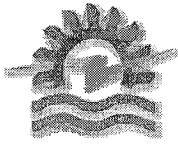
3. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO

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

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

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

En el Informe N° 0151-2009-GART, que sustenta la Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD, denominada "Resolución que fija los Precios en Barra aplicables al período comprendido entre el 01 de mayo de 2009 y el 30 de abril de 2010", se establece que el VNR de las instalaciones del SPT de SAN GABÁN, asciende a US \$ 697 285 (Seiscientos Noventa y Siete Mil Doscientos Ochenta y Cinco Dólares Americanos).



4. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

4.1. COMPOSICIÓN DEL COSTO

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

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

El COyM se compone de la siguiente manera:

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

Donde:

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

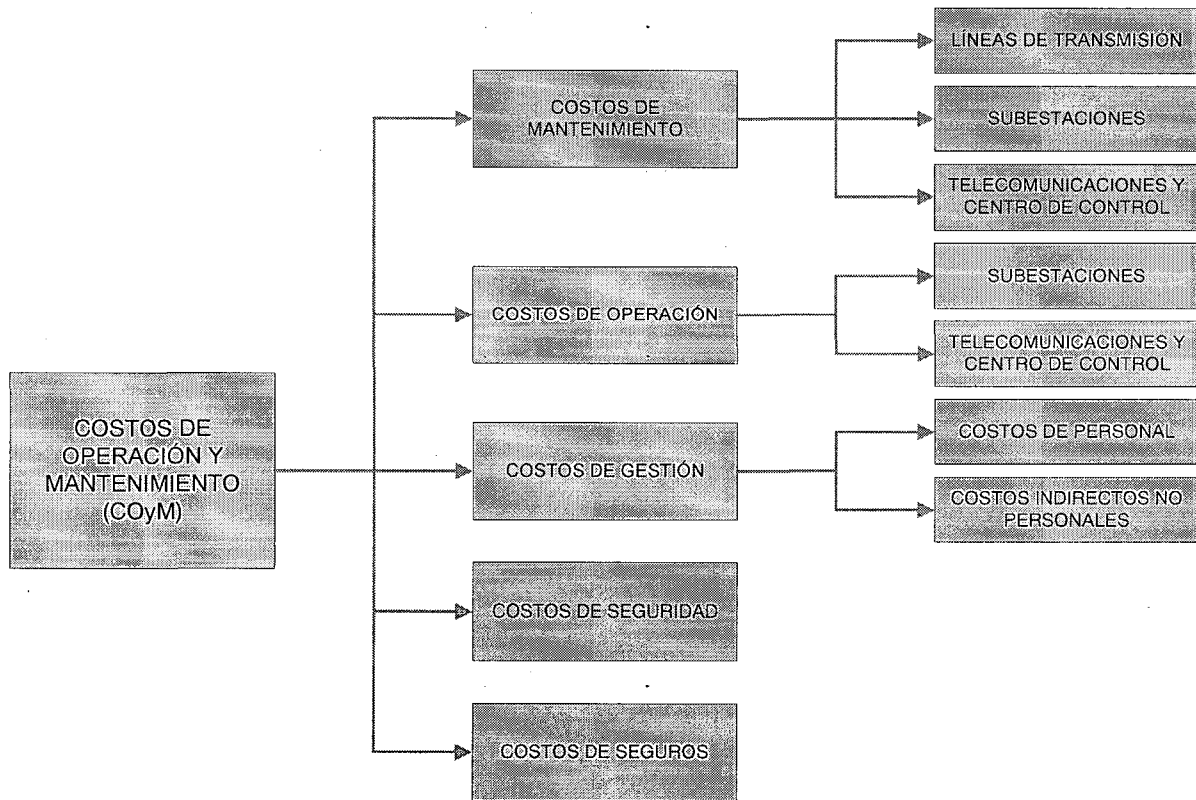
CO = Costo de Operación (Operación de Subestaciones, Telecomunicaciones y Centro de Control).

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



CS = Costo de Seguridad (Protección de Instalaciones)

Cs = Costo de Seguros



4.2. PREMISAS CONSIDERADAS PARA EL ESTUDIO

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

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



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

4.3. ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE MANTENIMIENTO BASADOS EN ACTIVIDADES

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

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

SAN GABÁN cuenta con información real histórica de dichas actividades,. No obstante, en este estudio se ha realizado una simulación de la operación y el mantenimiento del sistema, basado en experiencias similares en otros sistemas del país y tomando de referencia la información actual.



4.4. COMPONENTES DEL COYM

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

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

4.4.1. COSTO DE OPERACIÓN

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

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

4.4.2. COSTO DE MANTENIMIENTO

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

4.4.3. COSTO DE GESTIÓN

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

- Suministros diversos;
- Personal;



- Cargas diversas de gestión;
- Servicios de terceros; y
- Tributos.

SUMINISTROS DIVERSOS

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

PERSONAL

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

CARGAS DIVERSAS DE GESTIÓN

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

SERVICIOS DE TERCEROS

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

TRIBUTOS

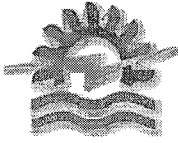
Tributos a gobiernos locales, aportes para gastos del OSINERG, MEM-DGE, COES y otros tributos tales como el pago anual del Impuesto a las Transferencias Financieras.

4.4.4. COSTO DE SEGURIDAD

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

4.4.5. COSTO DE SEGUROS

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

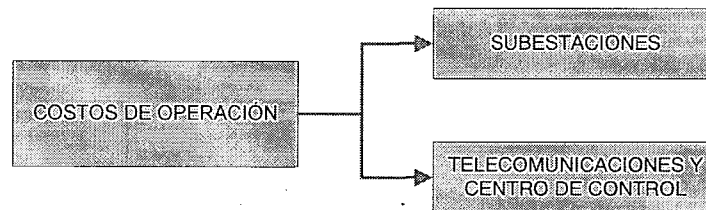


Seguro a todo riesgo, que cubra el valor de reemplazo de los bienes de la Concesionaria. La contratación de las pólizas deberá adecuarse a la naturaleza de cada bien. Las coberturas serán cuando menos las siguientes: daños parciales o totales, construcción y montaje, rotura de maquinaria, daños por agua,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

4.5. COSTOS DE OPERACIÓN

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

Composición de los Costos de Operación

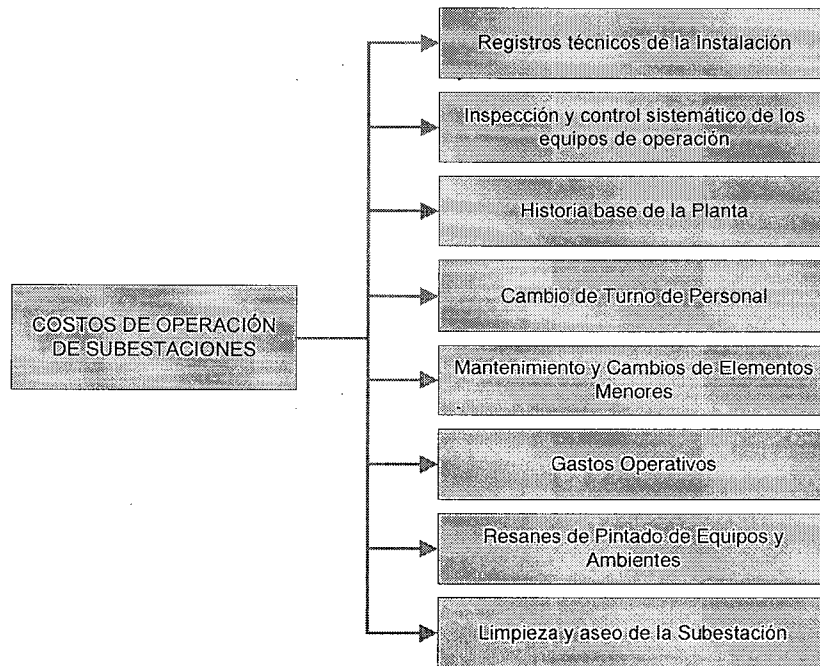


4.5.1. CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS

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



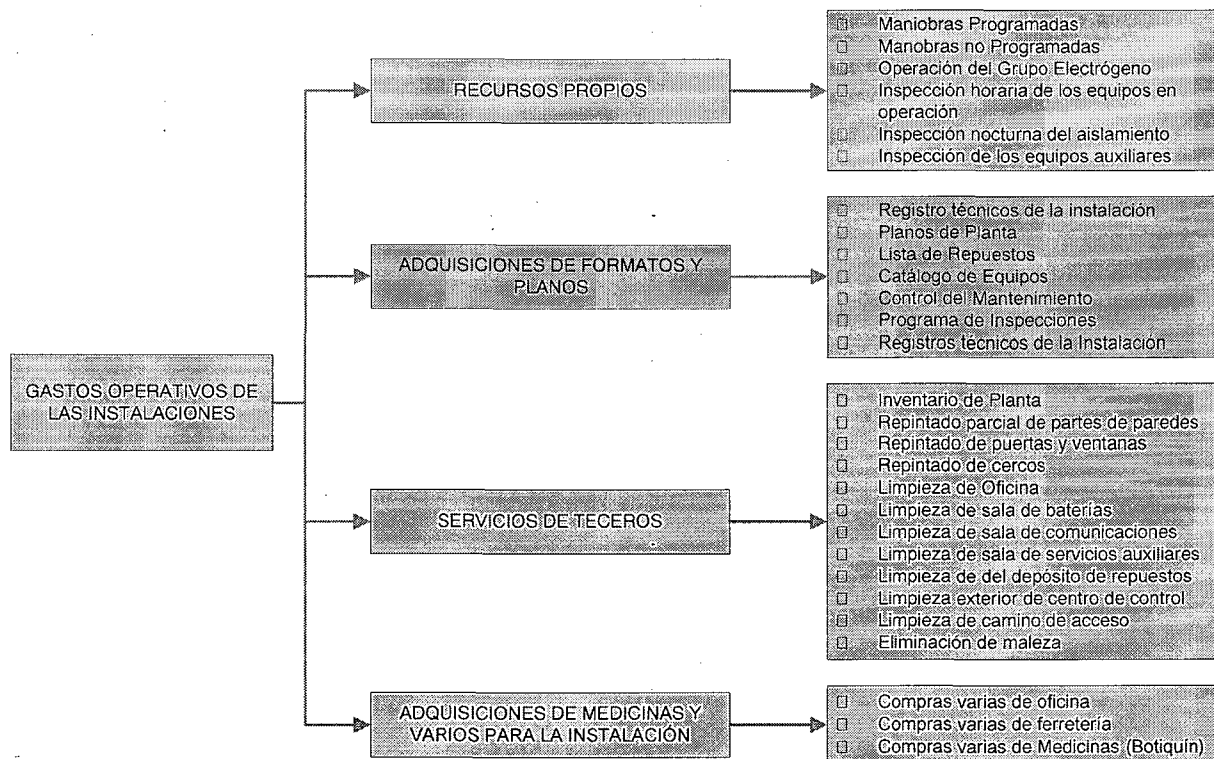
Los procesos de operación de las subestaciones se detallan en el diagrama siguiente:



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



Principales Actividades para la Operación de una Instalación



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

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



- Coordinación de la ejecución de maniobras y su monitoreo dentro de las instalaciones propias así como de las otras empresas de Transmisión.

4.5.2. COSTOS DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES

Las labores de operación de las subestaciones estarán a cargo cada una de dos operadores para la ejecución de las labores de operación de los equipos de maniobra y servicios de sus respectivas instalaciones.

Para la atención de las subestaciones se ha considerado: Las herramientas de trabajo que requiere el operador, equipos de maniobras y de seguridad, infraestructura necesaria para la atención de la Subestación.

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

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

En el Cuadro N° 4.5-1 se muestra la relación de procesos y actividades considerados para la operación de las subestaciones.

Cuadro N° 4.5-1.: Procesos y Actividades de Operación

Procesos	Actividades
Maniobra de equipos electromecánicos	Maniobras Programadas Maniobras de emergencias Operación del Grupo Electrónico
Inspección y control sistemático de los equipos en operación	Inspección horaria de los equipos en operación Inspección nocturna del aislamiento Inspección de los equipos auxiliares
Registros técnicos de la instalación	Registros técnicos de la Instalación Planos de Planta Lista de Repuestos Catalogo de Equipos
Historia base de la planta	Control del Mantenimiento Programa de Inspecciones Inventario de Planta Autorizaciones de Ordenes de Trabajo en la Instalación



Procesos	Actividades
Mantenimiento y Cambios de Elementos Menores	Mantenimientos de Servicios Higiénicos Mantenimiento de Avisos Mantenimiento Menores Varios
Gastos Operativos	Gastos de Movilidad Varios Compras varios de oficina Compras varios de ferreterías Compras varios de Medicinas (Botiquín)
Resanes de Pintado de Equipos y Ambientes	Repintado parcial de partes de paredes Repintado de puertas y ventanas Repintado de cercos
Limpieza y aseo de la subestación	Limpieza de oficina Limpieza de sala de baterías Limpieza de sala de comunicaciones Limpieza de sala de servicios auxiliares Limpieza de almacén Limpieza exterior de centro de control Limpieza de camino de acceso Deshierbado del patio de llaves

Los resultados obtenidos de los costos operativos de cada una de las subestaciones con instalaciones pertenecientes al Sistema de Transmisión de SAN GABÁN, se muestran en el Cuadro N° 4.5-2. El detalle del costeo se muestra en los Formularios N° 401, N° 402 y N° 405.

Cuadro N° 4.5-2.: Costo Anual de Operación de Subestaciones (US \$)

Procesos	S.E. Azángaro	S.E. San Gabán	Total
Maniobra de equipos electromecánicos	8 866	8 866	17 731
Inspección y control sistemático equipos operación	7 604	7 604	15 209
Registros técnicos de la instalación	7 614	7 614	15 228
Historia base de la planta	7 964	7 964	15 928
Mantenimiento y cambios de elementos menores	608	608	1 217
Gastos operativos	9 090	9 090	18 180
Resanes de pintado de equipos y ambientes	686	686	1 372
Limpieza y aseo de la sub estación	2 190	2 190	4 381
Total US\$	44 623	44 623	89 245



Para la asignación de los costos de operación de las subestaciones se ha asignado el costo total de operación de acuerdo al VNR de las empresas involucradas. En el Cuadro N° 4.5-3 mostramos los porcentajes de asignación de los costos de las subestaciones entre las empresas que utilizan estas estaciones.

Cuadro N° 4.5-3.: Asignación de Costos de Operación de Subestaciones

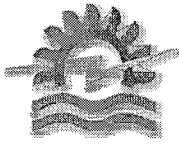
Subestación	Empresas	Porcentajes
San Gabán	San Gabán	100%
	Otros	0%
Azángaro	San Gabán	49%
	Otros	51%

De acuerdo a la metodología empleada se tiene un costo total de operación de Subestaciones de US \$ 89 245; correspondiendo a SAN GABÁN, US \$ 66 390. El Cuadro N° 4.5-4 se ha cuantificado todos los costos vinculados a la operación de las subestaciones de SAN GABÁN.

Cuadro N° 4.5-4.: Costo Anual SAN GABÁN de Operación de Subestaciones - (US \$)

Procesos	S.E. Azángaro		S.E. San Gabán	Total
	SST	SPT		
Maniobra de equipos electromecánicos	3 281	1 044	8 866	13 190
Inspección y control sistemático equipos operación	2 814	895	7 604	11 314
Registros técnicos de la instalación	2 818	896	7 614	11 328
Historia base de la planta	2 947	938	7 964	11 849
Cambio de turno del personal	-	-	-	-
Mantenimiento y cambios de elementos menores	225	72	608	905
Gastos operativos	3 364	1 070	9 090	13 524
Resanes de pintado de equipos y ambientes	254	81	686	1 021
Limpieza y aseo de la sub estación	811	258	2 190	3 259
Total US\$	16 514	5 253	44 623	66 390

Asignando los Costos de Operación entre el SPT y SST según el VNR perteneciente a cada sistema, corresponde como costo total de operación de las subestaciones para el SPT la suma de US \$ 5 253, tal como se muestra en el Cuadro N° 4.5-5.



Cuadro N° 4.5-5.: Costo Anual de Operación de Subestaciones SPT SAN GABÁN - (US \$)

Tipo de Costo	Costo Total Anual (US \$)	Porcentaje Dedicado a Transmisión (%)	Costo Anual Transmisión (US \$)	Porcentaje Dedicado al SPT (%)	Costo Total Anual SPT (US \$)
Operación Subestaciones					
S.E. Azángaro	44 623	100%	44 623	11,77%	5 253
Costo Total					5253

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

Estos costos corresponden a las labores de control del sistema eléctrico, operación de los equipos de maniobra, protección y servicios auxiliares de las instalaciones de las subestaciones del Sistema de Transmisión.

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

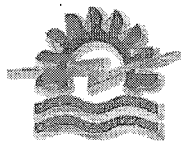
El personal de operadores estará a cargo de un Jefe del Centro de Control quien planificará las operaciones y coordinará éstas con la Unidad de Transmisión y será también el especialista en análisis de sistemas eléctricos, quien evaluará las condiciones de operación de la red y analizará las perturbaciones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

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

En el Cuadro N° 4.5-6 se muestra el resultado final de los costos de operación del Centro de Control, el detalle de estos cálculos se aprecian en los Formularios N° 403, N° 404 y N° 405.

Cuadro N° 4.5-6.: Costo de Anual de Operación del Centro de Control - (US \$)

PROCESOS	TOTAL
Operación de Centro de Control	61 413,00



La asignación de los costos de operación al SPT se ha efectuado en función del VNR. Resultando el costo de operación del Centro de Control para el SPT la suma de 8 582 dólares americanos, tal como se muestra en el Cuadro N° 4.5-7.

Cuadro N° 4.5-7.: Costo Anual de Operación de Centro de Control – SPT US \$

Tipo De Costo	Costo Total Anual (US \$)	Porcentaje Dedicado A Transmisión (%)	Costo Anual Transmisión (US \$)	Porcentaje Dedicado Al SPT (%)	Costo Total Anual SPT (US\$)
Centro de Control	61 413	100%	61 413	13,97%	8 582

El costo total de Operación para el SPT asciende a 20 476 dólares americanos, tal como se muestra en el Cuadro N° 4.5-8.

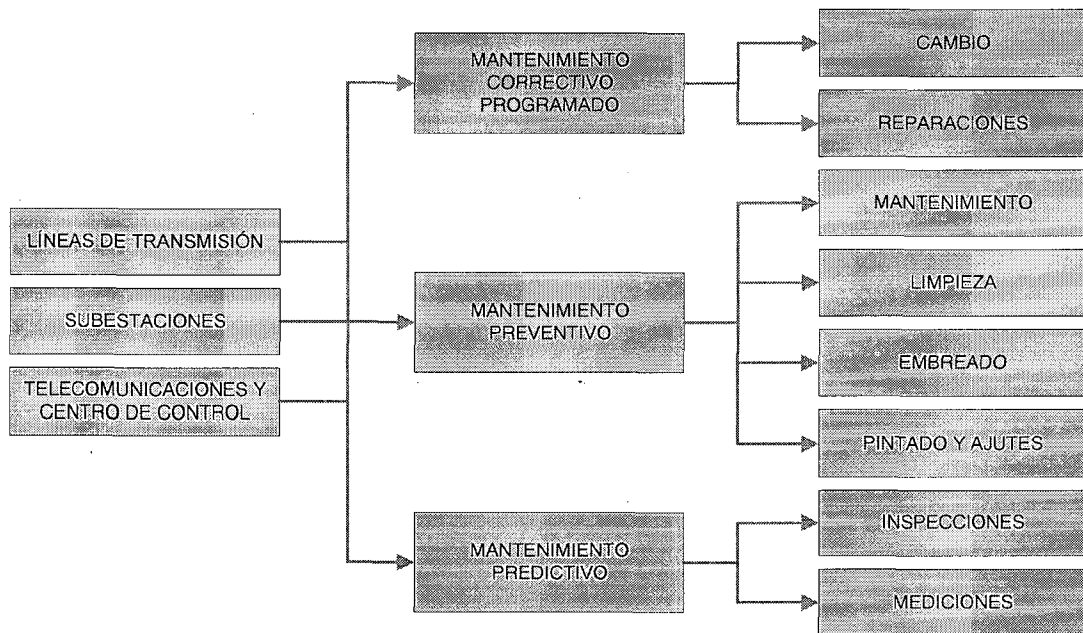
Cuadro N° 4.5-8.: Costo Anual de Operación – SPT

Tipo de Costo	Costo Total Anual (US \$)	Porcentaje Dedicado a Transmisión (%)	Costo Anual Transmisión (US \$)	Porcentaje Dedicado al SPT (%)	Costo Total Anual SPT (US \$)
S.E. Azángaro	44 623	100%	44 623	11,77%	5 253
Centro de Control	61 413	100%	61 413	13,97%	8 582
Costo Total de Operaciones					13 835

4.6. COSTOS DIRECTOS DE MANTENIMIENTO

El costo directo de mantenimiento comprende:

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



4.6.1. COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS

Las instalaciones del Sistema de Transmisión de SAN GABÁN son:

Sistema Secundario de Transmisión

- Línea de transmisión a 138 kV entre la S.E. San Gabán II y la S.E. Azángaro, denominada L-1010.
- Línea de transmisión a 138 kV entre la S.E. San Gabán II y la S.E. San Rafael, denominada L-1013.
- Línea de transmisión a 138 kV entre la S.E. San Rafael y la S.E. Azángaro, denominada L-1009.

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

Los costos de mano de obra, materiales, equipos y herramientas utilizados en la valorización de las actividades de mantenimiento corresponden a costos reales de mercado de proveedores y contratistas. Para el presente informe se ha empleado la información de costos empleados por el OSINERGMIN en la



fijación de Precios en Barra para el período mayo 2010 – abril 2011 y en la fijación de Peajes y Compensaciones para los SST y SCT, período 2009 - 2013 (ver Formularios N° 001 y N° 002).

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

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

PROCESOS Y ACTIVIDADES

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

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

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

En el Cuadro N° 4.6-1 se muestran los procesos y actividades definidos para el Mantenimiento de Líneas de Transmisión:

Cuadro N° 4.6-1.: Procesos y Actividades de Mantenimiento de Líneas de Transmisión

Procesos	Tipo de Mantenimiento	Actividades
Inspección Ocular de Líneas Aéreas	Mantenimiento Predictivo	Inspección Ligera
		Inspección Minuciosa
		Inspección Nocturna
Mantenimiento Aisladores de Líneas Aéreas	Mantenimiento Preventivo	Limpieza Manual
		Cambio Manual de Silicona de Aisladores
		Ajuste de Grapas Bifilares en Cuellos Muertos



Procesos	Tipo de Mantenimiento	Actividades
Mantenimiento de Defensas y Servidumbre	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Defensas, Ríos y Avenidas
		Mantenimiento Faja de Servidumbre (Costa)
		Mantenimiento Faja de Servidumbre (Selva)
		Mantenimiento 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, el SPT de no cuenta con Líneas de Transmisión, el íntegro de la Línea de Transmisión pertenece al Sistema Secundario de Transmisión.

Cuadro N° 4.6-2.: Costo Directo de Mantenimiento de Líneas de Transmisión - (US \$)

Sistema de Transmisión	Línea de Transmisión	Monto Anual (US\$)	Porcentaje Respecto al Total
SST	L.T. 138kV SAN GABAN - AZANGARO	135 098	100%
	Sub Total	135 098	100%
Total Costo Directo		135 098	100%

El costo directo de mantenimiento de las Líneas de Transmisión para el SST representa el 100 % del costo directo total de mantenimiento de las líneas de transmisión.

4.6.2. COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES

CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS

Las instalaciones del Sistema de Transmisión de SAN GABÁN son:

Sistema Principal de Transmisión

- S.E. Azángaro: Una (01) celda de salida de línea en 138 kV, hacia las Subestaciones Tintaya.

Sistema Secundario de Transmisión

- S.E. San Gabán: Dos (02) celdas de llegada en 138 kV de los transformadores principales de la C.H. San Gabán II.
- S.E. San Gabán: Dos (02) celdas de salida de línea en 138 kV, hacia la S.E. Azángaro y San Rafael.



- S.E Azángaro: Una (01) celdas de llegada en 138 kV del Transformador de 138/60/22,9 kV, 12 MVA (1 Seccionador de Barra y 1 de Línea).
- S.E. Azángaro: Tres (03) celdas de salida de línea en 138 kV, hacia las hacia las Subestaciones San Gabán, San Rafael y Juliaca.

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

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

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

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

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

PROCESOS Y ACTIVIDADES

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

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

- Mantenimiento Predictivo: involucra actividades de Inspección, Medición, Análisis y Pruebas;

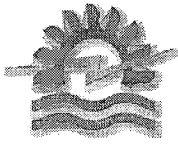


- Mantenimiento Preventivo: involucra actividades de Mantenimiento, Limpieza, Fumigación, Pintado y Ajustes; y
- Mantenimiento Correctivo Programado: involucra actividades de Mantenimiento Integral y Mayor.

En el Cuadro N° 4.6-3 se muestran los procesos y actividades definidos para el Mantenimiento de Subestaciones:

Cuadro N° 4.6-3.: Procesos y Actividades para el Mantenimiento de Subestaciones

Procesos	Tipo de Mantenimiento	Actividades
Mantenimiento Celda Línea y Transformadores 138 kV	Mantenimiento Preventivo	Ajuste de Grapas y Conectores
		Limpieza Manual de Aislamiento
		Mantenimiento Equipos de Medición
		Mantenimiento Equipos de Protección
		Mantenimiento Sistema de Control y Señalización
		Mantenimiento Tablero de Control, Medición y Protección
	Mantenimiento Predictivo	Mantenimiento Electromecánico Celda Línea
		Medición Puntos Calientes
		Pruebas de Interruptores
		Pruebas de Seccionadores
Mantenimiento Correctivo Programado	Prueba de Transformador de Medida	
	Mantenimiento Integral de Interruptores	
Mantenimiento de Servicios Auxiliares	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Integral de Seccionadores
		Mantenimiento Banco de Baterías
		Mantenimiento Cargador de Baterías
Mantenimiento de Edificios	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Tablero de Servicio Auxiliares
		Mantenimiento Integral Transformador SSAA
		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		
Mantenimiento Seguridad	Mantenimiento Preventivo	Fumigación de Canaletas y Cajas de Interconexión
		Fumigación de Ambientes



Procesos		Tipo de Mantenimiento	Actividades
			Seguridad e Higiene Industrial
Mantenimiento Puesta a tierra	Sistema	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Sistema Puesta a Tierra
		Mantenimiento Predictivo	Medición de Puesta a Tierra

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

Luego se define la frecuencia anual por actividad.

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

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

RESULTADOS

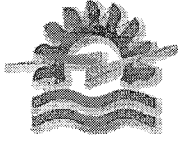
Los resultados del Costo Directo de Mantenimiento de Subestaciones toman en cuenta: la unidad a la que se aplica una actividad, alcance de la actividad o cantidad de unidades, costo unitario por actividad y frecuencia de ejecución de una actividad. Dicha valorización se muestra en los Formularios N°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

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

En el Cuadro N° 4.6-4 se muestran los valores del costo directo de mantenimiento de las subestaciones.

Cuadro N° 4.6-4.: Costo Directo de Mantenimiento de Subestaciones - (U.S. \$)

Sistema de Transmisión	Instalación	Monto Anual US \$	% Respecto al total
SPT	S.E. Azángaro	8 993	11%
	Sub Total	8 993	11%
SST	S.E. Azángaro	41 223	53%
	S.E. San Gabán	28 271	36%



	Sub Total	69 494	89%
	Total Costo Directo Mantenimiento	78 487	100%

El costo directo de mantenimiento de subestaciones del Sistema Principal de Transmisión representa el 11 % y del Sistema Secundario de Transmisión representa el 89 % del costo total del mantenimiento.

4.6.3. COSTO DE MANTENIMIENTO DEL CENTRO DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES

CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS

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

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

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

Los costos de mano de obra, materiales, equipos y herramientas utilizados en la valorización de las actividades de mantenimiento corresponden a costos reales de proveedores y contratistas nacionales, para el informe se ha empleado la información de costos del boletín de octubre de 2008 de CAPECO.

PROCESOS Y ACTIVIDADES

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

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



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

En el Cuadro N° 4.6-5 se muestran los procesos y actividades definidos para el Mantenimiento de Centro de Control y Telecomunicaciones:

Cuadro N° 4.6-5.: Procesos y Actividades para el Mantenimiento de Centro de Control y Telecomunicaciones

Procesos	Tipo de Mantenimiento	Actividades
Mantenimiento del Sistema de Telecomunicaciones	Mantenimiento Preventivo	Pruebas equipo Transmisor Receptor de Onda portadora
		Pruebas al Acoplador de señal
		Pruebas equipo Transmisor Receptor de Teleprotección
		Pruebas a Antena Parabólica, cable coaxial y accesorios
		Pruebas equipo Transmisor Receptor de Radio digital
		Mediciones de puesta a Tierra
		Pruebas a la central Teléfono Digital, aparatos telefónico y armario
		Pruebas de Radios móviles, estación repetidora y accesorios
	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento equipo Transmisor Receptor de Onda portadora
		Mantenimiento del Acoplador de señal
		Mantenimiento equipo Transmisor Receptor de Teleprotección
		Mantenimiento a Antena Parabólica, cable coaxial y accesorios
		Mantenimiento equipo Transmisor Receptor de Radio digital
		Mantenimiento de puesta a Tierra
		Mantenimiento a la central Teléfono Digital, aparatos telefónico y armario
Mantenimiento de Radios móviles, estación repetidora y accesorios		
Mantenimiento Equipos PLCs		
Mantenimiento de Centro de Control	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



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

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

Luego se define la frecuencia anual por actividad.

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

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

RESULTADOS

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



En el Cuadro N° 4.6-6 se muestran los valores del costo directo de mantenimiento de telecomunicaciones y centro de control.

Cuadro N° 4.6-6.: Costo de Mantenimiento de Telecomunicaciones y Centro de Control - (U. S. \$)

Sistema de Transmisión	Instalación	Monto Anual US \$	% Respecto al total
SPT	Centro de Control	3 337	7%
	Telecomunicaciones	3 404	7%
	Subtotal	6 741	14%
SST	Centro de Control	20 545	43%
	Telecomunicaciones	20 953	43%
	Subtotal	41 498	86%
Total		48 239	100%

4.6.4. RESULTADOS DEL COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO

En el Cuadro N° 4.6-8 se muestra el resumen de los costos directos de mantenimiento para el SPT.

Cuadro N° 4.6-7.: Costos Directos de Mantenimiento – SPT - (U.S. \$)

Concepto	SPT
Líneas de Transmisión	
Subestaciones	8 993
Telecomunicaciones y Centro de Control	6 741
Total Costo de Mantenimiento	15 734

4.7. COSTOS DE GESTION PERSONALES

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

4.7.1. ORGANIZACIÓN ESTÁNDAR

PREMISAS Y/O CRITERIOS

A Estructura Orgánica



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

- ◆ Diseñar una organización que incluya el soporte administrativo necesario para las actividades de transmisión, considerando que las áreas involucradas no están a dedicación exclusiva de la transmisión, sino que comparten sus labores dando soporte a las actividades de generación eléctrica.
- ◆ Diseñar una organización que considere un área operativa dedicada exclusivamente a las actividades de transmisión, con el objeto de administrar la infraestructura de SAN GABÁN consistente en las Líneas en 138 kV San Gabán – Azángaro, denominada como L-1010, San Gabán – San Rafael denominada como L-1013 y Azángaro – San Rafael, denominada como L-1009, así como sus instalaciones en las Subestaciones de San Gabán y Azángaro.
- ◆ Que la organización tenga el personal en número y en funciones claves y específicas que permitan ofrecer una gestión de la infraestructura en forma eficiente, rentable y con un servicio de calidad.

B Remuneraciones

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

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



METODOLOGÍA

A Estructura Orgánica

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

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

B Determinación de Remuneraciones

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

- ◆ Que SAN GABÁN es una empresa de carácter público, por lo que las remuneraciones a considerarse deberán estar enmarcadas bajo ese contexto.
- ◆ Los estudios utilizados como base para el cálculo de las remuneraciones, por ser de carácter específico, tienen el grado de credibilidad requerido para el presente trabajo.
- ◆ Para el caso de SAN GABÁN se determinó la organización óptima para una empresa de las características de SAN GABÁN, que



comparte un área administrativa dedicada a las labores de generación y transmisión eléctrica; considerando solamente aquellas áreas que dan soporte a la transmisión y acondicionada al tamaño de la infraestructura de la empresa.

C Homologación de puestos

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

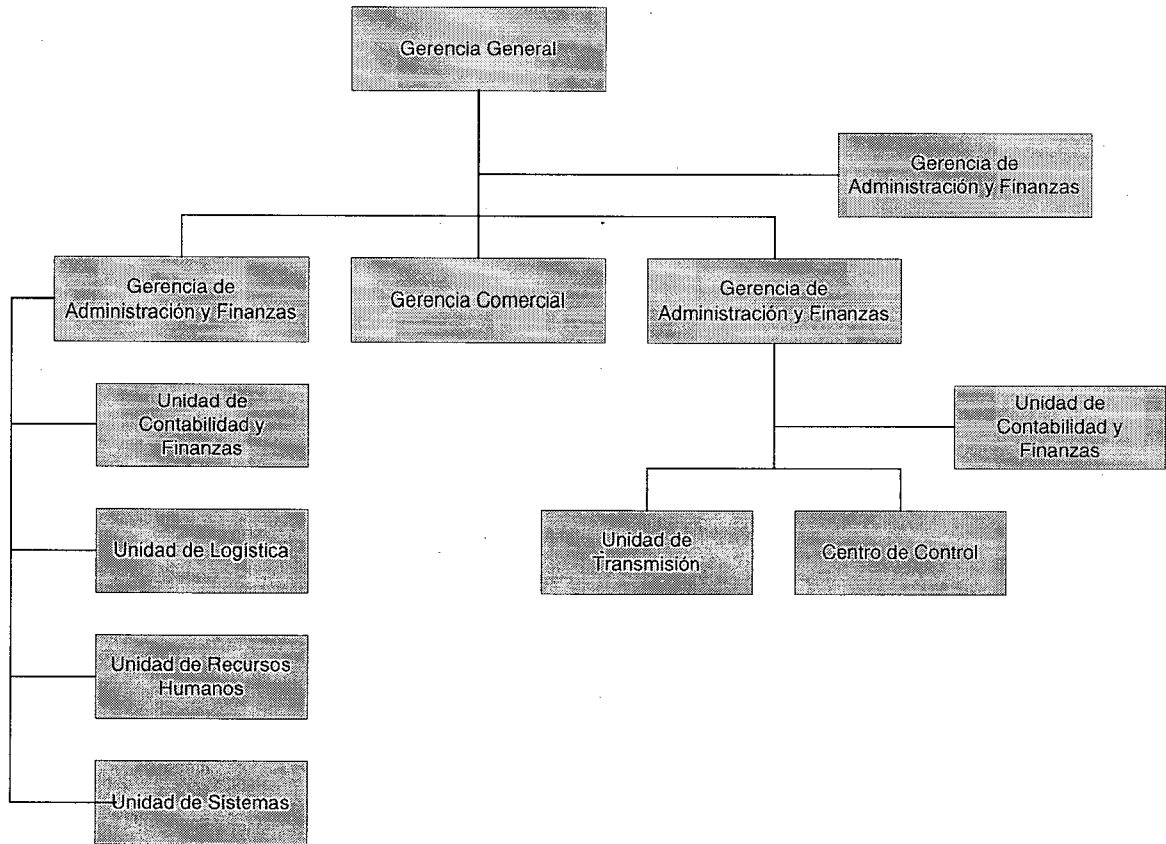
RESULTADOS

A Estructura Orgánica

Tomándose en cuenta los lineamientos mencionados en el punto Metodología ítem A) la estructura orgánica estándar de la empresa considera las siguientes áreas que se pueden ver en el Gráfico N° 4.7-1 y en los Cuadros N° 4.7-1 y N° 4.7-2, (Ver Formularios del N° 501 al N° 510).



Gráfico N° 4.7-1
ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN SAN GABÁN S.A.



Cuadro N° 4.7-1.: Estructura de la Organización Estándar - Área Administrativa Compartida

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



Cargo	Número de Personal
Contador	1
Asistente de Contabilidad	1
Cajero	1
UNIDAD DE LOGISTICA	
Jefe de Logística	1
Recepcionista de Sede	1
Analista de Compras	1
Responsable de Almacén	1
Responsable de Servicios Generales	1
UNIDAD DE RECURSOS HUMANOS	
Jefe de Recursos Humanos	1
Asistente de RR.HH.	1
UNIDAD DE SISTEMAS	
Jefe de Sistemas	1
Analista de sistemas	1
UNIDAD COMERCIAL	
Jefe de Unidad Comercial	1
Analista Comercial	1

Cuadro N° 4.7-2.: Estructura de la Organización Estándar - Área Operativa Exclusiva de Transmisión

Cargo	Número de Personal
AREA: GERENCIA DE OPERACIONES	
Gerente de Operaciones	1
Secretaría 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
Secretaría	1
Supervisores de Mantenimiento LL.TT.	1
Técnico Mantenimiento LL.TT.	1
Supervisores de Mantenimiento SS.EE	1
Técnico Mantenimiento SS.EE	1
CENTRO DE CONTROL	



Jefe de Centro de Control	1
Especialista en Análisis	1

B Determinación de Remuneraciones

Obtención Remuneraciones del Mercado

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

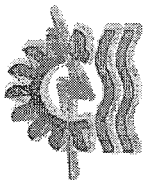
- ◆ Tal como se sabe, los estudios sobre remuneraciones promedio que proporcionan las diversas consultoras y el Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo, contienen valores correspondientes al promedio, mediana, valores máximos y mínimos. Para el caso de SAN GABÁN, se han considerado remuneraciones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

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



Composición del Costo de Personal

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



Cuadro N° 4.7-3.: Costo de Personal Directo de la Organización SAN GABÁN (US \$)

Cargo	Haber Mensual	Beneficios Sociales	CTS	Total Mensual US \$	Seguros	Gratificación	Total Anual US\$
AREA: GERENCIA GENERAL							
Gerente General	11 410	1 027	1 112	13 549	1 219	2 258	204 325
Secretaria GG	1 423	128	139	1 690	152	282	25 482
AREA: LEGAL							
Asesor Legal	5 097	459	497	6 053	545	1 009	91 275
AREA: ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS							
Gerente de Administración y Finanzas	6 291	566	613	7 471	672	1 245	112 656
Secretaria de Gerencia	1 423	128	139	1 690	152	282	25 482
UNIDAD DE CONTABILIDAD Y FINANZAS							
Contador	3 511	316	342	4 169	375	695	62 873
Asistente de Contabilidad	994	89	97	1 180	106	197	17 800
Cajero	2 981	268	291	3 540	319	590	53 382
UNIDAD DE LOGISTICA							
Jefe de Logística	2 432	219	237	2 888	296	481	43 981
Recepcionista de Sede	598	54	58	710	64	118	10 709
Analista de Compras	994	89	97	1 180	121	197	17 976
Responsable de Almacén	2 115	190	206	2 512	257	419	38 248
Responsable de Servicios Generales	2 115	190	206	2 512	257	419	38 248
UNIDAD DE RECURSOS HUMANOS							
Jefe de Recursos Humanos	2 858	257	279	3 394	305	566	51 180
Asistente de RR.HH.	994	89	97	1 180	106	197	17 800



Cargo	Haber Mensual	Beneficios Sociales	CTS	Total Mensual US \$	Seguros	Gratificación	Total Anual US\$
UNIDAD DE SISTEMAS							
Jefe de Sistemas	2 899	261	283	3 443	310	574	51 914
Analista de sistemas	1 709	154	167	2 029	183	338	30 604
AREA: GERENCIA DE OPERACIONES							
Gerente de Operaciones	5 760	518	562	6 840	700	1 140	104 165
Secretaria de Gerencia	1 423	128	139	1 690	152	282	25 482
UNIDAD DE SEGURIDAD INTEGRAL Y MEDIO AMBIENTE							
Jefe de Seguridad Integral y Medio Ambiente	2 715	244	265	3 224	330	537	49 099
UNIDAD DE TRANSMISIÓN							
Jefe de Unidad de Transmisión	2 351	212	229	2 792	286	465	42 516
Secretaria	1 148	103	112	1 363	123	227	20 558
Supervisores de Mantenimiento LL.TT.	1 606	145	157	1 907	195	318	29 043
Técnico Mantenimiento LL.TT.	1 097	99	107	1 303	133	217	19 838
Supervisores de Mantenimiento SS.EE	1 144	103	112	1 359	139	226	20 688
Técnico Mantenimiento SS.EE	1 036	93	101	1 230	126	205	18 735
CENTRO DE CONTROL							
Jefe de Centro de Control	3 152	284	307	3 743	383	624	56 995
Especialista en Análisis	2 427	218	237	2 882	295	480	43 887
UNIDAD COMERCIAL							
Jefe de Unidad Comercial	6 239	562	608	7 409	667	1 235	111 725
Analista Comercial	2 108	190	206	2 503	225	417	37 749
SUBTOTAL DE REMUNERACION AL PERSONAL							1 474 414



El Cuadro N° 4.7-3 nos muestra la composición del costo de Personal de la empresa SAN GABÁN, sin incluir el costo del Personal asignado a la supervisión del mantenimiento de líneas y subestaciones, así como del personal correspondiente a la operación de subestaciones, estos costos de personal están considerados dentro de los costos de operación y mantenimiento.

Inductores de asignación

El inductor de asignación de costos que se utilizó para determinar el costo de remuneración de personal correspondiente a la transmisión eléctrica, está basado en los valores de la infraestructura de cada empresa simulados:

está basado en los valores totales de la infraestructura perteneciente al grupo, tal como figura en los estados financieros al 31 de diciembre de 2008 publicados en la Memoria Anual 2009 (Ver Anexo N° 03) y según el VNR publicado en el Informe N° 0151-2009-GART, que sustenta la Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD, "Resolución que fija los Precios en Barra período desde el 01 de mayo de 2009 y el 30 de abril de 2010", el cual asciende a US \$ 697 285 (Seiscientos Noventa y Siete Mil Doscientos Ochenta y Cinco Dólares Americanos) y el CMI del SST se tomó del establecido en la fijación de Peajes y Compensaciones para los SST y SCT, período 2009-2013 aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 184-2009-OS/CD, el cual asciende a US \$ 14 964 783 (Catorce Millones Novecientos Sesenta y Cuatro Mil Setecientos Ochenta y Tres Dólares Americanos).

Instalaciones	(US \$)	Factor
Planta de Generación	128 726 725	89,2%
Sistema de Transmisión	15 662 068	10,8%
Total	144 388 793	100,0%

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



Sistema	VNR (US \$)	%
SPT	697 285	4,45%
SST	14 964 783	95,55%
Total SAN GABÁN	15 662 068	100,00%

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

Cargo	Remuneración Anual	% Dedicación	Monto Transmisión Principal
AREA: DIRECTORIO			
	38 737	0,48%	187
AREA: GERENCIA GENERAL			
Gerente General	204 325	0,48%	987
Secretaria GG	25 482	0,48%	123
AREA: LEGAL			
Asesor Legal	91 275	0,48%	441
AREA: ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS			
Gerente de Administración y Finanzas	112 656	0,48%	544
Secretaria de Gerencia	25 482	0,48%	123
UNIDAD DE CONTABILIDAD Y FINANZAS			
Contador	62 873	0,48%	304
Asistente de Contabilidad	17 800	0,48%	86
Cajero	53 382	0,48%	258
UNIDAD DE LOGISTICA			
Jefe de Logística	43 981	0,48%	212
Recepcionista de Sede	10 709	0,48%	52
Analista de Compras	17 976	0,48%	87
Responsable de Almacén	38 248	0,48%	185
Responsable de Servicios Generales	38 248	0,48%	185
UNIDAD DE RECURSOS HUMANOS			
Jefe de Recursos Humanos	51 180	0,48%	247
Asistente de RR.HH.	17 800	0,48%	86
UNIDAD DE SISTEMAS			
Jefe de Sistemas	51 914	0,48%	251
Analista de sistemas	30 604	0,48%	148
AREA: GERENCIA DE OPERACIONES			
Gerente de Operaciones	104 165	4,45%	4 637



Cargo	Remuneración Anual	% Dedicación	Monto Transmisión Principal
Secretaria de Gerencia	25 482	4,45%	1 134
UNIDAD DE SEGURIDAD INTEGRAL Y MEDIO AMBIENTE			
Jefe de Seguridad Integral y Medio Ambiente	49 099	4,45%	2 186
UNIDAD DE TRANSMISIÓN			
Jefe de Unidad de Transmisión	42 516	4,45%	1 893
Secretaria	20 558	4,45%	915
Supervisores de Mantenimiento LL.TT.	29 043	4,45%	1 293
Técnico Mantenimiento LL.TT.	19 838	4,45%	883
Supervisores de Mantenimiento SS.EE	20 688	4,45%	921
Técnico Mantenimiento SS.EE	18 735	4,45%	834
CENTRO DE CONTROL			
Jefe de Centro de Control	56 995	4,45%	2 537
Especialista en Análisis	43 887	4,45%	1 954
UNIDAD COMERCIAL			
Jefe de Unidad Comercial	111 725	0,48%	540
Analista Comercial	37 749	0,48%	182
TOTAL	1 513 152		24 415

Dietas del Directorio

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

Dietas de Directorio	
Número de Directores	5
Dietas por Mes	1
Número de Meses	12
Valor de Dieta (US \$)	646
	38 737
Total Asignado a la Transmisión	10,85%
	4 202
Total Asignado al Transmisión del SPT	4,45%
	187



Total de Gastos de Personal

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

Costo Total de Personal SPT	
Remuneraciones SPT	24 228
Directorio	187
Costo Personal SPT	24 415

4.8. COSTOS DE GESTION NO PERSONALES E INDIRECTOS DE TRANSMISION

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

4.8.1. METODOLOGÍA

ANTECEDENTES

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

PROCEDIMIENTO

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

- Analizar la organización de SAN GABÁN y los respectivos centros de costos.
- Obtener la información contable y presupuestal de las áreas de gestión y administración de SAN GABÁN, considerando únicamente los costos relacionados directamente a la Transmisión.
- Proceder al análisis de la información y determinar la clase de gastos y montos que requieren ser desagregados a fin de eliminar las incongruencias contables, los gastos no reconocidos bajo el sistema económicamente adaptado y los que tienen carácter excepcional.



- Establecer los gastos estándar de gestión y administración por áreas.
- Calcular las contribuciones a los Organismos de Supervisión (OSINERGMIN y otros) y COES. (Ver Anexo N° 01).
- Determinar los costos de seguridad y seguros de la infraestructura del sistema Eléctrico.

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

ORGANIZACIÓN

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

COSTOS DE GESTIÓN NO PERSONALES

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

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

- Suministros Diversos, que considera los costos de materiales y suministros de oficina, muebles y accesorios, licencias de software y otros necesarios para la Gestión de la empresa modelo de transmisión.
- Servicios de Terceros, que considera los alquileres (si los hubiera), servicios de agua, luz, teléfono, internet, gastos de auditoría, servicios legales y técnicos, servicios contables, servicios de limpieza y cafetería, y otros servicios justificables para la Gestión de la empresa modelo de transmisión.



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

Conceptos	Monto Mensual (US \$)	Veces al Año	Total Anual (US \$)
Suministros Diversos			
Material de oficina	512	12	6 140
Material de limpieza	3	12	33
Bienes activos menores a 1/4 UIT	52	12	627
Software y mantenimiento de equipos de computo	132	13	1 714
Suministros diversos	210	14	2 943
Servicios de Terceros			
Combustibles/lubricantes de vehículos	92	12	1 106
Movilidad local/peajes	57	12	688
Correos-Courier	43	12	518
Telefonía fija/celular	516	12	6 190
Servicio satelital	586	12	7 031
Honorarios consultorías	448	12	5 381
Servicios legales	1 260	12	15 114
Servicios de auditoria	566	12	6 794
Honorarios diversos	295	12	3 542
Agua	12	12	139
Luz	6	12	74



Conceptos	Monto Mensual (US \$)	Veces al Año	Total Anual (US \$)
Servicios de limpieza	242	12	2 902
Otros servicios de terceros	1 304	12	15 652
Tributos			
Tributos	46	12	547
Pagos al Organismo Regulador (D.L. 25844)	2 915	12	34 986
Impuesto a las Transacciones Financieras - ITF (1)	239	12	2 863
Cargas Diversas de Gestión			
Publicidad, publicaciones	184	12	2 211
Periódicos, revistas y libros	89	12	1 063
Pasajes aéreos/terrestres	470	12	5 640
Alojamiento y alimentación	1 812	2	3 625
Viáticos de terceros	107	12	1 288
Gastos diversos de gestión	103	12	1 241
TOTAL GASTOS DE GESTION NO PERSONAL			130 050

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

Conceptos	Monto Mensual (US \$)	Veces al Año	Total Anual (US \$)
Suministros Diversos			
Material de oficina	23	12	273
Material de limpieza	0	12	1
Bienes activos menores a 1/4 UIT	2	12	28
Software y mantenimiento de equipos de computo	6	13	76
Suministros diversos	9	14	131
Servicios de Terceros			
Combustibles/lubricantes de vehículos	4	12	49
Movilidad local/peajes	3	12	31
Correos-Courier	2	12	23
Telefonía fija/celular	23	12	276
Servicio satelital	26	12	313
Honorarios consultorías	20	12	240
Servicios legales	56	12	673



Conceptos	Monto Mensual (US \$)	Veces al Año	Total Anual (US \$)
Servicios de auditoria	25	12	302
Honorarios diversos	13	12	158
Agua	1	12	6
Luz	0	12	3
Servicios de limpieza	11	12	129
Otros servicios de terceros	58	12	697
Tributos			
Tributos	2	12	24
Pagos al Organismo Regulador (D.L. 25844)	130	12	1 558
Impuesto a las Transacciones Financieras - ITF (1)	11	12	127
Cargas Diversas de Gestión			
Publicidad, publicaciones	8	12	98
Periódicos, revistas y libros	4	12	47
Pasajes aéreos/terrestres	21	12	251
Alojamiento y alimentación	81	2	161
Viáticos de terceros	5	12	57
Gastos diversos de gestión	5	12	55
TOTAL GASTOS DE GESTION NO PERSONAL			5 790

COSTOS INDIRECTOS DE TRANSMISIÓN

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

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

A Seguro de la Infraestructura del Sistema de Transmisión

En este rubro se tomó en cuenta copia de la Póliza Multiriesgo N° 1301-515503, que mantiene el Grupo Aguaytia con la empresa Rímac Internacional Compañía de Seguros y Reaseguros. (Ver Anexo N° 02).

Los montos asegurados y los valores de las primas correspondientes son las siguientes:



Tipo de Seguro	Monto Asegurado (A)	Prima (US\$) (B)	(%) (A/B)
Póliza Multiriesgo N° 1301 - 515503	218 723 800	686 722	0,314%

Por lo tanto, el monto determinado corresponde a los costos de seguros asociados al VNR total y representa el 0.314 % de dicho monto, tratándose solo del VNR del SPT, el costo de seguros queda como sigue:

Conceptos	US\$
COSTO DE INVERSION	697 285
Prima de Seguros (% de Inversión SPT)	0,314%
TOTAL COSTOS DE SEGUROS	2 189

B Servicios de Vigilancia

SAN GABÁN tiene instalaciones en las Subestaciones de San Gabán y Vizcarra; en las cuales comparte dichas Subestaciones con diferentes empresas. Para el tema de vigilancia, se considera que ésta será prorrateada considerando el valor del equipamiento involucrado de cada propietario en cada una de las Subestaciones.

Con esta premisa y los precios por puesto de vigilancia, se ha calculado los gastos anuales correspondientes al SPT, que por este concepto debe asumir SAN GABÁN, los cuales ascienden a US \$ 5 176. El detalle del costeo de cada puesto de vigilancia de 24 horas, es como se muestra a continuación:

Concepto	12 hrs. Día	12 hrs noche	24 hrs.
REMUNERACION BASICA			
Salario Básico (Rmv)	197	197	395
Asignación Familiar (10 % Rmv)	20	20	39
Sub Total Remuneración Básica	217	217	434
Horas Extras (1.25 dos 1ras. Hr. Y 1.35 sigui.)	128	128	256
Bonificación Nocturna (30 %Rmv)		59	59
Sub Total Ingreso Mensual	345	404	750
Por Días Feriados	17	20	37
Por Días de Descanso Físico	60	71	131



Concepto	12 hrs. Día	12 hrs noche	24 hrs.
TOTAL REMUNERACIONES (A)	423	495	918
DERECHOS SOCIALES			
Vacaciones (B) 8.33% de (A)	35	41	77
Gratificación (C) 16.67% de (A)	70	83	153
CTS (D) 8.33% de (A) + (C)	41	48	89
CARGAS SOCIALES			
Essalud 9,00 % de (A)+(B)+(C)	48	56	103
Seguro - SCTR 1,24 % de (A)+(B)+(C)	7	8	14
Total Derechos y Cargas Sociales	201	235	436
TOTAL COSTO DIRECTO MENSUAL	624	731	1 355
Gastos Operativos Radio y Arma (6% CD)	37	44	81
Gastos Generales (10% CD)	62	73	135
TOTAL COSTOS	724	848	1 571
UTILIDAD (15%)	109	127	236
VALOR VENTA SERVICIO (US \$)	832	975	1 807

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

SUBESTACION	%
AZÁNGARO	11,77%

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

Subestación	Tipo Operación	Turno		Precio Unitario Mensual		Costo	
		12 H	24 H	12 H	24 H	Mensual	Anual (US \$)
Azángaro	1		2		1 807	213	2 553
TOTAL							2 553

Como ya expresamos, la consolidación de estos 2 gastos constituyen los costos indirectos de transmisión que asciende a US \$ 4 777 tal como se observa en el Cuadro N° 4.8-1.



Cuadro N° 4.8-1.: Costos Indirectos de Transmisión – SPT - (En US \$)

Concepto	Monto US \$
Servicios de Seguridad	2 553
Seguros de Infraestructura	2 189
Total	4 742

4.9. RESULTADOS

En el Cuadro N° 4.9-1 se muestran los resultados de la asignación de costos al Sistema Principal de Transmisión de SAN GABÁN.

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

Descripción	COyM SPT
OPERACIÓN	13 835
Operación de CC	8 582
Operación de Subestaciones	5 253
MANTENIMIENTO	15 734
Líneas de Transmisión	-
Subestaciones	8 993
Centro de Control y Telecomunicación	6 741
GESTIÓN	28 519
Personales	24 415
No Personales	4 105
APORTES D.L.N° 25844	1 558
ITF	127
SEGURIDAD	2 553
SEGUROS	2 189
TOTAL COyM	64 516

Los Costos de Operación y Mantenimiento del SPT de SAN GABÁN ascienden a US \$ 64 516 Sesenta y Cuatro Mil Quinientos Dieciséis Dólares Americanos).



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

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

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

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

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

En el Cuadro N° 5.1-1, se presenta el detalle de los CTT y Peajes Anuales.

Cuadro N° 5.1-1.: Detalle de los CTT y Peaje Anual del Sistema Principal de Transmisión de SAN GABÁN

Instalaciones	VNR	aVNR	COyM	Costo Total de Transmisión	Peaje Anual
	US\$	US\$/Año	US\$/Año	US\$/Año	S./mes
SPT	697 285	86 564	64 516	151 079	421 209
Tipo de Cambio	2,788	30 de setiembre de 2010			
Tasa	12%				
Vida Útil	30				
Mensualidad	0,009488793				



6. ANEXOS

ANEXO Nº 1 : APORTES PARA CUBRIR EL PRESUPUESTO DE GASTOS OPERATIVOS DEL COES SINAC PARA EL EJERCICIO 2010.

ANEXO Nº 2 : COPIA DE POLIZA MULTIRIESGO Nº 1301-515503.

ANEXO Nº 3 : MEMORIA ANUAL 2009.

ANEXO Nº 4 : FORMULARIOS CÁLCULOS DEL COYM.

**ANEXO N° 01: APORTES PARA CUBRIR EL
PRESUPUESTO DE GASTOS OPERATIVOS DEL COES
SINAC PARA EL EJERCICIO 2010**

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

N°	EMPRESAS	MONTOS POR ENERGIA	MONTOS POR POTENCIA	INGRESOS por Serv. Trans.	TOTAL GENERAL	PORCENTAJE PARTICIPACION	CUARTA CUOTA S/
GENERADORAS							
1	ELECTROPERU S.A.	631 161	171 317	530	803 008	11.056291%	710 830
2	EDEGEL S.A.A.	670 426	174 375	5 565	850 387	11.708632%	752 770
3	DUKE ENERGY EGENOR S. EN C. POR A.	210 802	82 409	0	273 212	3.761739%	241 849
4	SN POWER PERU S.A.	151 423	42 680	22 430	216 513	2.981084%	191 860
5	SHOUGANG GENERACION ELÉCTRICA S.A.A.	15 303	3 958	0	19 260	0.265188%	17 049
6	EMPRESA ELÉCTRICA DE PIURA S.A.	65 572	16 165	0	81 737	1.125405%	72 354
7	TERMOSELVA S.R.L.	107 852	28 184	0	136 036	1.873028%	120 421
8	EMPRESA DE GENERACION ELÉCTRICA MACHUPICCHU S.A.	66 856	16 455	1 645	85 256	1.173852%	75 469
9	EMPRESA DE GENERACION ELÉCTRICA DE AREQUIPA S.A.	76 282	24 021	611	100 914	1.389446%	89 330
10	EMPRESA DE GENERACION ELÉCTRICA DEL SUR S.A.	11 842	5 805	150	17 796	0.245031%	15 754
11	ENERSUR S.A.	461 302	121 744	479	583 525	8.034320%	516 542
12	EMPRESA DE GENERACION ELÉCTRICA SAN GABÁN S.A.	60 780	19 265	297	80 342	1.106200%	71 120
13	SOCIEDAD MINERA CORONA S.A.	13 077	3 154	0	16 230	0.223471%	14 367
14	KALLPA GENERACION S.A.	140 240	45 339	0	185 579	2.555169%	164 277
15	GENERADORA DE ENERGIA DEL PERU S.A.	2 677	755	0	3 433	0.047262%	3 039
16	SDF ENERGIA S.A.C.	17 747	4 055	0	21 802	0.300199%	19 300
17	HIDROELECTRICA SANTA CRUZ S.A.C.	2 139	585	0	2 724	0.037506%	2 411
18	ESCO CIA. DE SERVICIOS DE ENERGIA S.A.C.	2 440	562	0	3 002	0.041328%	2 657
19	COMPANIA ELECTRICA EL PLATANAL S.A.	65 678	41 211	0	106 287	1.463427%	94 086
20	CHINANGO S.A.C.	95 590	31 351	0	126 941	1.747804%	112 370
21	MAJA ENERGIA S.A.C	1 007	333	0	1 340	0.016117%	1 036
22	AGROINDUSTRIAL PARAMONGA	7 647	3 615	0	11 262	0.125680%	8 060
23	SINDICATO ENERGETICO S.A.	5 684	1 873	0	7 557	0.080059%	5 147
TRANSMISORAS							
1	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	0	0	241 382	241 382	3.323487%	213 673
2	ETESSELVA S.R.L.	0	0	22 774	22 774	0.313566%	20 160
3	INTERCONEXION ELÉCTRICA ISA PERU S.A.	0	0	31 058	31 058	0.427631%	27 493
4	CONSORCIO TRANSMANTARO S.A.	0	0	95 862	95 862	1.319883%	84 858
5	CONSORCIO ENERGETICO DE HUANCVELICA S.A.	0	0	14 059	14 059	0.193574%	12 445
6	RED ELÉCTRICA DEL SUR S.A.	0	0	39 824	39 824	0.548323%	35 253
7	COMPANIA TRANSMISORA NORPERUANA S.R.L	0	0	1 199	1 199	0.016503%	1 061
DISTRIBUIDORAS							
1	EDELNOR S.A.	491 818	151 333	0	643 151	8.855279%	569 323
2	ELECTROCENTRO S.A.	52 548	20 603	0	73 151	1.007189%	64 754
3	ELECTRONOROESTE S.A.	74 214	24 139	0	98 354	1.354192%	87 064
4	ELECTRONORTE S.A.	54 533	15 737	0	70 270	0.967518%	62 204
5	ELECTROSUR S.A.	30 971	9 388	2 474	42 813	0.589473%	37 898
6	ELECTRO SUR ESTE S.A.A	35 398	13 843	0	49 241	0.677978%	43 588
7	ELECTRO QUNAS S.A.A.	61 545	17 486	0	79 041	1.088278%	69 967
8	HIDRANDINA	139 225	43 287	5 266	187 778	2.585437%	166 223
9	LUZ DEL SUR S.A.A.	568 411	167 213	0	735 624	10.126508%	651 181
10	SEAL S.A.	75 209	24 743	1 730	101 681	1.400011%	90 009
CLIENTES LIBRES							
1	CEMENTO ANDINO S.A.	12 015	2 860	374	15 249	0.209955%	13 498
2	CEMENTOS LIMA S.A.	27 668	4 369	0	32 036	0.441095%	28 359
3	CEMENTOS PACASMAYO S.A.A.	17 456	3 020	0	20 476	0.281920%	18 125
4	CERAMICA LIMA S.A.	5 557	1 490	0	7 046	0.097020%	6 238
5	CERAMICA SAN LORENZO S.A.C	2 643	675	0	3 318	0.045685%	2 937
6	COMPANIA DE MINAS BUENAVENTURA S.A.A.	18 125	4 231	0	22 356	0.307810%	19 790
7	COMPANIA INDUSTRIAL TEXTIL CREDISA - TRUTEX S.A.A.	6 588	1 826	0	8 414	0.115853%	7 448
8	COMPANIA MINERA ANTAMINA S.A.	58 848	16 646	787	76 281	1.049970%	67 505
9	COMPANIA MINERA ARES S.A.C.	14 922	3 525	0	18 447	0.253992%	16 330
10	COMPANIA MINERA CONDESTABLE S.A.	7 730	1 795	0	9 524	0.131135%	8 431
11	COMPANIA MINERA MILPO S.A.A.	15 616	2 699	0	18 315	0.252168%	16 212
12	CORPORACION ACEROS AREQUIPA S.A.	43 446	2 629	0	46 274	0.637129%	40 962
13	DOE RUN PERU S.R.L.	25 799	5 986	0	31 785	0.437831%	28 136
14	EMPRESA MINERA LOS QUENUALES S.A.	8 403	1 752	0	10 155	0.139823%	8 990
15	EXSA S.A.	715	203	0	917	0.012630%	812
16	FUNDICION CALLAO S.A.	1 344	185	0	1 529	0.021054%	1 354
17	GLORIA S.A.	6 176	1 809	0	7 785	0.107183%	6 891
18	GOLD FIELDS LA CIMA S.A.	13 487	3 297	0	16 784	0.230814%	14 839
19	MESSER GASES DEL PERU S.A.						
20	METALURGICA PERUANA S.A.	5 426	316	0	5 742	0.079060%	5 083
21	MINERA COLQUISIRI S.A.	2 094	505	0	2 600	0.035796%	2 301
22	MINERA YANACOCCHA S.R.L.	54 716	12 445	0	67 162	0.924724%	59 452
23	MINSUR S.A.	11 170	2 022	0	13 193	0.181642%	11 679
24	PAPELERA NACIONAL S.A.	4 255	1 145	0	5 400	0.074350%	4 780
25	PERUBAR S.A.	219	59	0	278	0.003833%	246
26	PRODUCTOS TISSUE DEL PERU S.A.	7 931	1 856	0	9 787	0.134754%	8 654
27	QUIMPAC S.A.	28 269	2 511	0	30 780	0.423801%	27 247
28	SHOUGANG HIERRO PERU S.A.A.	28 610	7 258	0	35 868	0.493850%	31 751
29	SOCIEDAD MINERA CERRO VERDE S.A.A.	113 128	28 875	0	142 003	1.955164%	125 702
30	SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION	150 820	35 413	0	186 033	2.561417%	164 678
31	TECNOLOGICA DE ALIMENTOS S.A.	2 460	510	0	2 980	0.040753%	2 620
32	CERVECERIAS PERUANAS BACKUS S.A.A.	9 571	2 503	0	12 080	0.166328%	10 894
33	VOLCAN COMPANIA MINERA S.A.A.	34 648	7 897	0	42 546	0.585796%	37 662
34	XSTRATA TINTAYA S.A.	24 869	5 660	0	30 329	0.417588%	26 848
35	YURA S.A.	10 007	2 953	0	12 960	0.176444%	11 473
36	MINERA BARRICK MISOQUICHILCA S.A.	12 183	2 775	0	14 958	0.206000%	13 025
37	INDUSTRIAS CACHIMAYO S.A.	16 062	3 655	0	19 717	0.271480%	17 454
38	EMPRESA SIDERURGICA DEL PERU S.A.A.	21 358	1 897	0	23 255	0.320189%	20 586
39	COMPANIA MINERA MISKI MAYO S.R.L.	2 329	671	0	3 200	0.017128%	1 101
79	TOTAL	5 293 028	1 487 084	488 795	7 268 907	100.00%	6 429 190

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

Cuadro N° 2

N°	EMPRESAS	PORCENTAJE PARTICIPACION	CUARTA CUOTA	INTERESES 1RA. C. 2010	INTERESES 2DA. C. 2010	INTERESES 3RA. C. 2010	TOTAL APORTES
GENERADORAS							
1	ELECTROPERU S.A.	11.058291%	710 830				710 830.00
2	EDEGEL S.A.A.	11.708632%	752 770				752 770.00
3	DUKE ENERGY EGENOR S. EN C. POR A.	3.761739%	241 849				241 849.00
4	SN POWER PERU S.A.	2.981084%	191 660				191 660.00
5	SHOUGANG GENERACIÓN ELÉCTRICA S.A.A.	0.265188%	17 049				17 049.00
6	EMPRESA ELÉCTRICA DE PIURA S.A.	1.125405%	72 354				72 354.00
7	TERMOSELVA S.R.L.	1.873028%	120 421				120 421.00
8	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MACHUPICCHU S.A.	1.173852%	75 469				75 469.00
9	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE AREQUIPA S.A.	1.389446%	89 330				89 330.00
10	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL SUR S.A.	0.245031%	15 754				15 754.00
11	ENERSUR S.A.	8.034320%	516 542				516 542.00
12	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABÁN S.A.	1.106200%	71 120				71 120.00
13	SOCIEDAD MINERA CORONA S.A.	0.223471%	14 367				14 367.00
14	KALLPA GENERACIÓN S.A.	2.555169%	164 277				164 277.00
15	GENERADORA DE ENERGIA DEL PERU S.A.	0.047262%	3 039				3 039.00
16	SDF ENERGIA S.A.C.	0.300189%	19 300				19 300.00
17	HIDROELECTRICA SANTA CRUZ S.A.C.	0.037506%	2 411				2 411.00
18	ESCO CIA. DE SERVICIOS DE ENERGIA S.A.C.	0.041328%	2 657				2 657.00
19	COMPAÑIA ELECTRICA EL PLATANAL S.A.	1.463427%	94 086				94 086.00
20	CHINANGO S.A.C.	1.747804%	112 370				112 370.00
21	MAJA ENERGIA S.A.C.	0.016117%	1 036				1 036.00
22	AGROINDUSTRIAL PARAMONGA S.A.A.	0.125680%	8 080				8 080.00
23	SINDICATO ENERGETICO S.A.	0.080059%	5 147				5 147.00
TRANSMISORAS							
1	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	3.323487%	213 673				213 673.00
2	ETSELVA S.R.L.	0.313566%	20 160				20 160.00
3	INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ISA PERU S.A.	0.427631%	27 493			22.92	27 515.92
4	CONSORCIO TRANSMANTARO S.A.	1.319883%	84 858			47.09	84 905.09
5	CONSORCIO ENERGETICO DE HUANCAMELICA S.A.	0.193574%	12 445				12 445.00
6	RED ELÉCTRICA DEL SUR S.A.	0.548323%	35 253				35 253.00
7	COMPAÑIA TRANSMISORA NORPERUANA S.R.L.	0.016503%	1 061			1.77	1 062.77
DISTRIBUIDORAS							
1	EDELNOR S.A.	8.855279%	569 323				569 323.00
2	ELECTROCENTRO S.A.	1.007189%	64 754				64 754.00
3	ELECTRONOROESTE S.A.	1.354192%	87 064				87 064.00
4	ELECTRONORTE S.A.	0.967518%	62 204				62 204.00
5	ELECTROSUR S.A.	0.589473%	37 898				37 898.00
6	ELECTRO SUR ESTE S.A.A.	0.677978%	43 588				43 588.00
7	ELECTRO DUNAS S.A.A.	1.088278%	69 967				69 967.00
8	HIDRANDINA S.A.	2.585437%	166 223				166 223.00
9	LUZ DEL SUR S.A.A.	10.128508%	651 181				651 181.00
10	SEAL S.A.	1.400011%	90 009				90 009.00
CLIENTES LIBRES							
1	CEMENTO ANDINO S.A.	0.209955%	13 498	588.13	130.81	71.75	14 288.69
2	CEMENTOS LIMA S.A.	0.441095%	28 359				28 359.00
3	CEMENTOS PACASMAYO S.A.A.	0.281920%	18 125				18 125.00
4	CERAMICA LIMA S.A.	0.097020%	6 238				6 238.00
5	CERÁMICA SAN LORENZO S.A.C.	0.045685%	2 937			6.54	2 943.54
6	COMPAÑIA DE MINAS BUENAVENTURA S.A.A.	0.307810%	19 790				19 790.00
7	COMPAÑIA INDUSTRIAL TEXTIL CRECISA - TRUTEX S.A.A.	0.115853%	7 448		40.26		7 488.26
8	COMPAÑIA MINERA ANTAMINA S.A.	1.049970%	67 505				67 505.00
9	COMPAÑIA MINERA ARES S.A.C.	0.253992%	16 330		294.77		16 624.77
10	COMPAÑIA MINERA CONDESTABLE S.A.	0.131135%	8 431				8 431.00
11	COMPAÑIA MINERA MILPO S.A.A.	0.252168%	16 212			118.28	16 330.28
12	CORPORACIÓN ACEROS AREQUIPA S.A.	0.637129%	40 962				40 962.00
13	DOE RUN PERU S.R.L.	0.437631%	28 136				28 136.00
14	EMPRESA MINERA LOS QUENUALES S.A.	1.139823%	8 990			7.50	8 997.50
15	EXSA S.A.	0.012630%	812			0.23	812.23
16	FUNDICION CALLAO S.A.	0.021054%	1 354				1 354.00
17	GLORIA S.A.	0.107183%	6 891				6 891.00
18	GOLD FIELDS LA CIMA S.A.	0.230814%	14 839				14 839.00
19	MESSER GASES DEL PERU S.A.	0.000000%	0				0.00
20	METALURGICA PERUANA S.A.	0.079060%	5 083	260.29	91.30	40.41	5 475.00
21	MINERA COLQUISIRI S.A.	0.035796%	2 301				2 301.00
22	MINERA YANACOCCHA S.R.L.	0.924724%	59 452				59 452.00
23	MINSUR S.A.	0.181642%	11 678			12.98	11 690.98
24	PAPELERA NACIONAL S.A.	0.074350%	4 780				4 780.00
25	PERUBAR S.A.	0.003833%	246			0.21	246.21
26	PRODUCTOS TISSUE DEL PERU S.A.	0.134754%	8 664		233.23	16.86	8 914.09
27	QUIMPAC S.A.	0.423801%	27 247				27 247.00
28	SHOUGANG HIERRO PERU S.A.A.	0.493850%	31 751				31 751.00
29	SOCIEDAD MINERA CERRO VERDE S.A.A.	1.955184%	125 702				125 702.00
30	SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION, SUCURSAL PERU	2.561417%	164 678				164 678.00
31	TECNOLOGICA DE ALIMENTOS S.A.	0.040753%	2 620				2 620.00
32	CERVECERIAS PERUANAS BACKUS S.A.A.	0.166328%	10 694				10 694.00
33	VOLCAN COMPAÑIA MINERA S.A.A.	0.585796%	37 662			83.79	37 745.79
34	XSTRATA TINTAYA S.A.	0.417588%	26 848				26 848.00
35	YURA S.A.	0.178444%	11 473				11 473.00
36	MINERA BARRICK MISQUICHILCA S.A.	0.205957%	13 241				13 241.00
37	INDUSTRIAS CACHIMAYO S.A.	0.271480%	17 454				17 454.00
38	EMPRESA SIDERURGICA DEL PERU S.A.A.	0.320189%	20 586				20 586.00
39	COMPAÑIA MINERA MISKI MAYO S.R.L.	0.017128%	1 101				1 101.00
79	TOTAL S/.	100.00%	6 429 190	848.42	790.37	449.74	6 431 278.53

ST COES 0256

2.70

ANEXO N° 02: COPIA DE POLIZA MULTIRIESGO N°

1301-515503

RIMAC

Seguros



POLIZA MULTIRIESGO Nro. 1301 - 515503

Condiciones Particulares

Contratante : AGUAYTIA ENERGY DEL PERU S.R.L. ** POLIZA RENOVADA **
 Objeto Social: C11110 EXTRAC. DE PETROLEO CRUDO Y GAS NATURAL
 Dirección : AV VICTOR ANDRES BELAUNDE 147 802 Tramite Nro.: SI620097-01
 Distrito : SAN ISIDRO LIMA Teléfono: 8115000 RUC : 20297660536
 Los representantes y Directores, figuran debidamente registrados en nuestros archivos.

Operación : 294006396
 Moneda : US\$ DOLAR AMERICANO

Anexo de Póliza

SECTION I - DOWNSTREAM

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

ORIGINAL INSURED:
 Aguaytia Energy del Perú S.R.Ltda., Termoselva S.R.L., Eteselva S.R.L., Gas Integral S.R.L., Aguaytia Energy L.L.C., Peru Energy Holdings, L.L.C., Maple Gas Development Corporation, P.I.D.C. Aguaytia L.L.C., IGC Aguaytia Partners L.L.C., Conduit Capital Partner, L.L.C., Citibank del Perú S.A., Scotiabank Perú S.A., SBS Sociedad Titulizadora S.A., Pecuaria S.A., Ferropetu S.A., Orus Selva S.R.L., Compass Selva Catering y Servicios Perú S.A., EIC del Perú S.A., Red de Energía del Perú S.A., Export Import, Servicios Señor de Sipán, Valper S.R.L., Transportes Comerciales Bracara S.R.L. and their divisions or subsidiaries as were, are or hereafter be constituted and any entity for which they had or have responsibility for placing insurance.

PERIOD:
 1st July 2008 to 31st July 2009 15:00 hrs Local Standard Time at the address of the Original Insured, as original and/or all as original.

SITUATION:
 Peru as Original.

INTEREST:

SECTION I - PROPERTY

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

SECTION II - BUSINESS INTERRUPTION / CONTINGENT BUSINESS INTERRUPTION

Loss of Profit and Contingent Loss of Profit

DECLARED VALUES SECTION I
 US\$ 219,723,800

SECTION II
 \$9,700,000 (Annual Gross Profit) Indemnity period 15 months.

LIMITS (100%): SECTIONS I and II

US\$ 100,000,000 each and every loss in respect of Earthquake (Shock and Fire Following) and Flood separately and in the annual aggregate.

with the following sub limits:

US\$ 50,000,000 Combined Single Limit each and every loss for Boiler & Machinery Breakdown including Business Interruption

US\$ 25,000,000 each and every loss and in the annual aggregate in respect of Strikes, Riots Civil Commotion, Malicious Damage, including Business Interruption.

US\$ 12,000,000 each and every loss in respect of in respect of Expediting Expenses Newly Acquired Property, Architects / Engineers and Surveyors fees and First party Clean-Up.

US\$ 12,000,000 each and every loss in respect of Fire Fighting, (Rewriting of Records and Expenses incurred through measures taken by Authorities or the Insured to prevent, avoid, cut-off or extinguish or impede the spreading of fire or other peril insured against.

US\$ 12,000,000 each and every loss in respect of Minor Works.

US\$ 7,500,000 each and every in respect of Debris Removal / Clean Up Costs.

US\$ 7,500,000 each and every loss in respect of care, custody or control.

US\$ 12,000,000 Combined Single Limit each and every loss in respect of Customers' and Suppliers' and Power and Public Utilities Extension.

US\$ 12,000,000 Combined Single Limit each and every loss in respect of Prevention/Denial of Access, Rental Value Extension and Extra Expense Extension Clause.

Agencia San Isidro: 23 de Julio de 2008

CONDICIONES

CONTRATANTE / ASEGURADO

MEMBERA

De acuerdo con el Art. 341 de la Ley 28702, agradecemos devolver una copia de la presente a la Compañía debidamente firmada por el Asegurado.
 Registro S.B.S. 0049 C. 10692584

REGIONAL
 San Isidro
 RIMAC SEGUROS

ST COES - 0258

RIMAC

Seguros

Póliza Nro.

515503

2006 No losses;
2007 No losses;
2008 No losses;

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

A) POWER PLANT		US\$ 85,847,500
B) TRANSMISSION		US\$ 121,050,000
- Aguaytia Substation	US\$ 21,336,000	
- Tingo Maria Substation	US\$ 7,414,000	
- Yucayta Substation	US\$ 1,110,000	
- Paramonga Substation	US\$ 1,190,000	
C) OIL & GAS		US\$ 104,773,000
- Gas Plant	US\$ 32,206,000	
- Pipelines	US\$ 47,172,000	
- Fractionation Plant	US\$ 22,908,000	
- LPG Transfer Site	US\$ 2,487,000	
D) OTHERS		US\$ 16,026,000
- Buildings	US\$ 1,466,000	
- Inventories	US\$ 14,560,000	
TOTAL DECLARED VALUES US\$		US\$ 216,723,000
BUSINESS INTERRUPTION (Gross Profit Basis)		US\$ 49,700,000

NOTICE OF CANCELLATION CLAUSE

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

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

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

SECTION II - UPSTREAM

TYPE:
Package Insurance (Upstream)

ORIGINAL INSURED:
Aguaytia Energy del Perú S.R.Ltda., Termoselva S.R.L., Eteselva S.R.L., Gas Integral S.R.L., Aguaytia Energy L.L.C., Peru Energy Holdings, L.L.C., Maple Gas Development Corporation, P.E.D.C. Aguaytia L.L.C., IGC Aguaytia Partners L.L.C., Concha Capital Partner, L.L.C., Citibank del Perú S.A., Scotiabank Perú S.A., BWS Sociedad Titulizadora S.A., Petroperú S.A., Cerupetro S.A., OMS Selva S.A., Compass Selva Catering y Servicios Perú S.A., PTC del Perú S.A., Red de Energía del Perú S.A., Export Import Servicios Señor de Sipán, Valper S.R.L., Transportes Comerciales Fradera EIRL and their divisions or subsidiaries as well, any of may hereafter be constituted and any entity for which they had or have responsibility for placing insurance.

PERIOD:
From: 31st July, 2009
To: 31st July, 2009
Both days at 15:00 hours Local Standard Time

INTEREST:

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

RIMAC

Seguros

Póliza Nro.

515503

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

LIMIT / SUM INSURED:

Section I
USD 5,458,000 Well, well head equipment and flowlines.

Section II
USD 12,000,000 Combined Single Limit any one accident or occurrence in respect of drilling wells.

USD 7,500,000 Combined Single Limit any one accident or occurrence all other wells.

Subject to an annual aggregate limit of USD 12,000,000 50% Insured's Interest, with reinstatement at 100% additional premium, as wording attached.

USD 1,000,000 any one accident or occurrence in respect of Care, Custody or Control.

EXCESS / DEDUCTIBLES:

Section I
USD 100,000 any one accident or occurrence on items valued over USD 500,000.

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

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

Section II
USD 200,000 any one accident or occurrence in respect of each section, in respect of drilling, work-over and producing wells.

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

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

CONDITIONS:
Full original wording based on the attached:

Section I
Oil and Gas Wells Drilling Floater Form (All Risks) including downhole equipment as per form, including Earthquake

Section II
Dry Exploration and Development including endorsements as per INCERBER with Earthquake Exclusion i.e. deleted Turnkey Well Endorsement as attached.

General Conditions:

Arbitration Clause as attached.
including Underground Blow-Out
Nuclear Exclusion Clause NMA 1256
Toxic Mold Exclusion Clause per Micro Organism Clause (MOP) (Absolute) 2791MAP0001
IT Hazards Exclusion Clause NMA 2428
Excluding Sabotage and Terrorism absolutely.
Subject to 10% No Claims Bonus allowable at expiry (on net) subject to renewal with Rimac Seguros.
CL 370 Institute Radioactive Contamination, Chemical, Biological, Bio-Chemical, and Electromagnetic Weapons Exclusion Clause.
CL 380 Institute Cyber Attack Exclusion Clause.
NMA 461 War and Civil War Exclusion Clause.

CHOICE OF LAW & JURISDICTION:
Peruvian Law and Jurisdiction

NET ANNUAL PREMIUM/RATE:

Section I :
Inception premium USD 42,000 calculated at 0.7623% per annum or pro rata, apart from workover / drilling risk at 3.0267% per annum and pro rata. No stacked credit.

RIMAC

Seguros

Póliza Nro.

515503

Section II
US\$ 22,828 Minimum and deposit based on 100% producing and 50% drilling; workover estimated premium adjustable at expiry at the following rates:

Drilling: US\$ 3.6845 per foot drilled
NIL x 3.6845 p.f.d. = NIL

Producing: US\$ 0.3251 per foot drilled
70,218 x 0.3251 p.f.d. = US\$ 22,828

Workover: NIL

PAYMENT TERMS: 45 days from inception

INFORMATION

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

4/9/99	Blowout, net adjusted claim US\$ 744,314.2
1998	No losses
2000	No losses
2001	No losses
2002	No losses
2003	No losses
2004	No losses
2005	No losses
2006	No losses
2007	No losses
2008	No losses

AGUAYTIA

CONTROL OF WELL SCHEDULE

Aguytia (Aguytia)

Drilling

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

Workover

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

Producing/shut-in / abandoned / water injection

Depth	Footage
0 - 5,000'	-----
5,001' - 7,500'	-----
7,501' - 10,000'	70,218

SECTION III - SABOTAGE & TERRORISM

TYPE:
Political risks including Riots, Strikes, Civil Commotion, Malicious Damage, Sabotage, Terrorism including Business Interruption

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

TERMS:
From: 31st July, 2008
To: 31st July, 2009
Both days at 15:00 hours local Standard Time.

RIMAC

Seguros

Poliza Nro.

515503

INTEREST:

Section I - Property

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

Section II - Business Interruption

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

DECLARED VALUES

Section I

US\$ 223,723,800 (Downstream)
US\$ 5,455,000 (Upstream)

Section II

US\$ 49,700,000 (Annual Gross Profit) indemnity period 15 months.

LIMIT OF LIABILITY:

Section I & II

Layer I - Sabotage and Terrorism Only including Business Interruption based on 20/70/90 wording as expiring
US\$ 30,000,000 Combined Single Limit each and every loss and in the annual aggregate.

Layer II - Riots, Strikes, Civil Commotion, Malicious Damage, Sabotage, Terrorism including Business Interruption based on 20/70/90 wording plus BI as expiring
US\$ 30,000,000 Combined Single Limit each and every loss and in the annual aggregate in excess of US\$ 30,000,000 in the annual aggregate.

DEDUCTIBLES:

Section I

US\$ 100,000 per occurrence.

Section II

14 days waiting period per occurrence.

TERRITORY:

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

CONDITIONS:

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

CHOICE OF LAW & JURISDICTION:

Law: Peruvian
Jurisdiction: Peruvian

NET ANNUAL PREMIUM:

Layer I : US\$ 46,200
Layer II : US\$ 16,300
US\$ 62,500

PAYMENT TERMS:

45 days from inception

REMARKS

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

RIMAC

Seguros

Póliza Nro.

515503

A) POWER PLANT		US\$ 65,647,800
B) TRANSMISSION		US\$ 12,050,000
- Aguaytia Substation	US\$ 2,036,000	
- Tinco Maria Substation	US\$ 7,424,000	
- Vicosarra Substation	US\$ 1,110,000	
- Paramonga Substation	US\$ 1,080,000	
C) OIL & GAS		US\$ 104,772,000
- Gas Plant	US\$ 32,206,000	
- Pipelines	US\$ 47,172,000	
- Fracturation Plant	US\$ 22,908,000	
- LPG Transfer Site	US\$ 2,487,000	
OTHERS		US\$ 16,026,000
- Buildings	US\$ 1,465,000	
- Inventories	US\$ 14,560,000	
TOTAL DECLARED VALUES US\$		US\$ 216,729,800
BUSINESS INTERRUPTION (Gross Profit Basis)		US\$ 49,700,000

SECTION IV - LIABILITY

TYPE:
Public and Products Liability Insurance as original.

ORIGINAL INSURED:
Aguaytia Energy del Perú S.R.Ltda., Termoselya S.R.L., Braselya S.R.L., Gas Integral S.R.L., Aguaytia Energy H.L.C., Peru Energy Holdings H.L.C., Maple Gas Development Corporation, P.I.D.C. Aguaytia H.L.C., FCC Aguaytia Partners H.L.C., Conduit Capital Partners, L.P.C., Citibank del Perú S.A., Scotiabank Perú S.A., SBS Sociedad Titulizadora S.A., Petroperú S.A., Perupetro S.A., Orens Selva S.A., Compass Selva Catering y Servicios Perú S.A., PSC del Perú S.A., Red de Energía del Perú S.A., Export Import Servicios Señor de Sipán, Valper S.R.L., Transportes Comerciales Fradera S.R.L. and their divisions or subsidiaries as were, are or may hereafter be constituted and any entity for which they had or have responsibility for placing insurance.

PERIOD:
31st July 2008 to 31st July 2009 15:00 hrs Local Standard Time at the address of the Original Insured, as original and/or all as original. Agree to extend up to one calendar month on agreement. Leading Reinsurer only irrespective of individual anniversary notices of cancellation if any.

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

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

LIMIT (100%):
US\$ 25,000,000 any one occurrence and in the annual aggregate separately in respect of Products / Completed Operations Liability and Pollution Liability; US\$ 1,000,000 for Employers Liability any one occurrence.

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

CONDITIONS:
- Electronic Date Recognition Clause (EDRC) (B) NMA 2801.
- Cancellation Clause as original NMA 461 unless War and Civil War Exclusion Clause contained in original policy; but in respect of the exclusion of Terrorism, NMA 2952 to apply.
- Special Cancellation Provisions as attached.
- DAC Asbestos Exclusion
- Toxic Mould Exclusion

CHOICE OF LAW & JURISDICTION:
Peruvian Law and Jurisdiction.

NET ANNUAL PREMIUM:
US\$ 60,548

PAYMENT TERMS:

RIMAC

Seguros

Poliza Nro.

515503

45 days from inception.

INFORMATION

Original conditions based on:

- IWP Oil and Gas Industry Conditions (1988) as attached.
- Including Loading and Unloading.
- Including Loads Liability.
- Including Excess Automobile Liability, excess of USD 100,000 each and every claim, and including passenger liability.
- Including Employer's Liability with a sub-limit of USD 1,000,000 any one occurrence, but excluding Occupational Disease and Illness.
- Excluding Workmen's Compensation.
- Excluding Aviation and Marine Liabilities, but including non-owned/operated inland waterway vessels.
- Jurisdiction: Peru.
- Wording based on PCA 84.
- Electric Magnetic Field (EMF) cover is on a Claims Made basis with the Loss Limit in the aggregate, retroactive date: 12th December 1997. Costs inclusive for claims in respect of Electric Magnetic Field (EMF).
- Excluding diminution of property values.

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

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

Equyria Energy

- Payroll 2007 / 2008 - US\$ 3,300,000
- Revenue 2007 / 2008 - US\$ 131,600,000

OIL/GAS CONDITIONS (1988)

The following additional conditions are applicable to this policy.

1) Liability for Pollution or Contamination is excluded unless arising directly from operations on land.

2) MIA 1983 (amended) is applicable to operations on land:-

This insurance does not cover any liability for:-

(1) Removal of, loss of or damage to subsurface oil, gas or any other substance, the property of others, provided always that this paragraph (1) shall not apply to any liability which would otherwise be covered under this insurance for such removal, loss or damage directly attributable to blow-out, grating or fire of an oil or gas well owned or operated by, or under control of the Assured.

(2) Loss or damage to or loss of use of property directly or indirectly resulting from the subsidence caused by subsurface operations of the Assured.

(3) Personal Injury or Bodily Injury or loss of, damage to or loss of use of property directly or indirectly caused by seepage, pollution or contamination, provided always that this paragraph (3) shall not apply to liability for Personal Injury or Bodily Injury or loss of or physical damage to or destruction of tangible property, or loss of use of such property damaged or destroyed.

where such seepage, pollution or contamination is caused by a sudden, unintended and unexpected happening during the period of this insurance and was not the direct result of the Assured failing to take reasonable precautions to prevent such happening.

(4) The cost of removing, nullifying or cleaning-up seepage, pollution or contaminating substances unless the seepage, pollution, or contamination is caused by a sudden, unintended and unexpected happening during the period of this insurance and was not the direct result of the Assured failing to take reasonable precautions to prevent such happening.

(5) Fines, penalties, punitive or exemplary damages.

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

3) Liability for the following is excluded:-

a) Loss of, destruction of or loss of use of any exploration or production bore and/or hole and/or well and any consequential loss arising therefrom.

b) Loss of destruction of or loss of use of any equipment in any exploration or production bore and/or hole and/or well and any consequential loss arising therefrom.

c) The cost of controlling/preventing any escape of any substance from any exploration or production bore and/or hole and/or well and any consequential loss therefrom.

RIMAC

Seguros

Póliza Nro.

515503

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

COASEGURO:

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

RIMAC Internacional Compañía de Seguros y Reaseguros:	60%
El Pacífico Peruano Sura Compañía de Seguros y Reaseguros:	40%

Un Clausula de Coaseguro que forma parte integrante de la póliza.

ANEXO N° 03: MEMORIA ANUAL 2009

ARCHIVO NO IMPRESOS

UBICADOS EN:

\\SAN GABAN\SPT 2011\COYM2011\INFORME\ANEXO3

ANEXO N° 04: FORMULARIOS CÁLCULOS DEL COYM.

ARCHIVO NO IMPRESOS

UBICADOS EN:

\\SAN GABAN\SPT 2011\COYM 2011