

ANEXO A:

VNR y COyM DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN DEL SEIN

ANEXO A2:

DOCUMENTACIÓN DE ETESELVA

ÍNDICE

RESUMEN EJECUTIVO.....	5
1. OBJETO.....	5
2. BASE CONCEPTUAL.....	5
3. SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN EXISTENTE DE ETESELVA.....	6
4. SISTEMA ECONÓMICAMENTE ADAPTADO DE ETESELVA.....	7
5. COSTO TOTAL DE TRANSMISIÓN Y PEAJES ANUALES.....	10
1. ANTECEDENTES.....	11
1.1. OBJETO DEL ESTUDIO.....	11
1.2. BASE CONCEPTUAL.....	11
1.3. RESPONSABILIDAD.....	12
2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ETESELVA.....	13
2.1. FUNCIÓN.....	13
2.2. SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN.....	14
2.3. SISTEMA SECUNDARIO DE TRANSMISIÓN.....	15
2.4. CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	16
2.5. CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES.....	19
2.5.1. S.E. AGUAYTÍA.....	19
2.5.2. AMPLIACIÓN S.E. TINGO MARÍA.....	21
2.5.3. CELDAS DE LA S.E. VIZCARRA.....	24
2.5.4. AMPLIACIÓN S.E. PARAMONGA NUEVA.....	26
3. DETERMINACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO A REMUNERAR.....	28
3.1. CRITERIOS.....	28
3.1.1. CRITERIOS DE PROYECCIÓN DE DEMANDA.....	28
3.1.2. CRITERIOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL SEA.....	29
3.2. DATOS Y BASES DEL ESTUDIO.....	31
3.2.1. COSTOS DE INVERSIÓN Y DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....	31
3.2.2. CONCESIONES DE NUEVAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	31
3.2.3. ESTUDIOS REFERENCIALES.....	31
3.2.4. SOFTWARE UTILIZADO.....	31
3.2.5. INSTALACIONES EXISTENTES.....	32
3.3. ANÁLISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO.....	32
3.3.1. ANÁLISIS DE LA OFERTA.....	32
3.3.2. ANÁLISIS DE LA DEMANDA.....	34
3.3.3. ANÁLISIS DE REGISTROS HISTÓRICOS.....	38
3.4. METODOLOGÍA.....	41
3.4.1. COSTOS DE INVERSIÓN.....	41
3.4.2. COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....	43
3.4.3. COSTOS DE PÉRDIDAS.....	43
3.5. PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS.....	44
3.5.1. SEA ZONA 1.....	44
3.5.2. SEA ZONA 2.....	45
3.5.3. SEA ZONA 3.....	45
3.6. DETERMINACIÓN DEL SEA.....	46
3.6.1. DETERMINACIÓN DEL SEA: ZONA 1.....	46
3.6.2. DETERMINACIÓN DEL SEA: ZONA 2.....	56
3.6.3. DETERMINACIÓN DEL SEA: ZONA 3.....	64

	3.6.4. DETERMINACIÓN DEL SEA: ZONA 4.....	71
	3.7. RESULTADOS.....	72
4.	VALOR NUEVO DE REEMPLAZO.....	73
	4.1. METODOLOGÍA.....	73
	4.1.1. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO.....	74
	4.2. COSTO DE LOS MÓDULOS.....	76
	4.2.1. SUBESTACIONES.....	76
	4.2.2. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	77
	4.2.3. TELECOMUNICACIONES Y CENTRO DE CONTROL.....	79
	4.3. VALORIZACIÓN DEL SPT.....	79
	4.3.1. SUBESTACIONES.....	79
	4.3.2. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	81
	4.3.3. TELECOMUNICACIONES Y CENTRO DE CONTROL.....	82
	4.3.4. INVERSIÓN NO ELÉCTRICO Y STOCK DE REPUESTO.....	83
	4.4. VNR TOTAL DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN.....	84
	4.4.1. RESULTADO.....	84
5.	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....	86
	5.1. COMPOSICIÓN DEL COSTO.....	86
	5.2. PREMISAS CONSIDERADAS PARA EL ESTUDIO.....	87
	5.3. ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE MANTENIMIENTO BASADOS EN ACTIVIDADES.....	88
	5.4. COMPONENTES DEL COYM.....	89
	5.4.1. COSTO DE OPERACIÓN.....	89
	5.4.2. COSTO DE MANTENIMIENTO.....	89
	5.4.3. COSTO DE GESTIÓN.....	90
	5.4.4. COSTO DE SEGURIDAD.....	91
	5.4.5. COSTO DE SEGUROS.....	91
	5.5. COSTOS DE OPERACIÓN.....	91
	5.5.1. CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS.....	92
	5.5.2. COSTOS DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES.....	94
	5.5.3. COSTOS DE OPERACIÓN DEL CENTRO DE CONTROL.....	98
	5.6. COSTOS DIRECTOS DE MANTENIMIENTO.....	99
	5.6.1. COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	100
	5.6.2. COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES.....	104
	5.6.3. COSTO DE MANTENIMIENTO DEL CENTRO DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES.....	108
	5.6.4. COSTO DIRECTO DE SUPERVISIÓN DE MANTENIMIENTO.....	112
	5.6.5. RESULTADOS DEL COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO.....	113
	5.7. COSTOS DE GESTION PERSONALES.....	113
	5.7.1. ORGANIZACIÓN ESTÁNDAR.....	114
	5.8. COSTOS DE GESTION NO PERSONALES E INDIRECTOS DE TRANSMISION.....	125
	5.8.1. METODOLOGÍA.....	125
	5.8.2. DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE GESTION NO PERSONALES E INDIRECTOS DE TRANSMISION.....	126
	5.9. RESULTADOS.....	134
6.	DETERMINACIÓN DEL COSTO TOTAL DE TRANSMISIÓN Y PEAJE ANUAL.....	136
7.	FORMULA DE ACTUALIZACIÓN.....	138

RELACIÓN DE CUADROS

CUADRO Nº 2.4-1.: CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ETESELVA	16
CUADRO Nº 2.4-2.: AISLADORES POR TIPOS DE ZONAS	18
CUADRO Nº 3.3-1.: GENERACIÓN MÁXIMA EN LA ZONA	33
CUADRO Nº 3.3-2.: PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN: PERÍODO 2009-2013 (MW)	33
CUADRO Nº 3.3-3.: DEMANDA MÁXIMA → ETESELVA	35
CUADRO Nº 3.3-4.: MÁXIMA DEMANDA TRANSMITIDA (MW)	35
CUADRO Nº 3.3-5.: DEMANDA SIMULTÁNEA EN SUBESTACIONES (MW)	36
CUADRO Nº 3.3-6.: MÁXIMA DEMANDA EN SUBESTACIONES	37
CUADRO Nº 3.3-7.: PROYECCIÓN DE MÁXIMA DEMANDA DEL SEIN	37
CUADRO Nº 3.4-1.: COSTOS MODULARES DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN – 220 KV (\$US/KM)	42
CUADRO Nº 3.4-2.: COSTOS MODULARES DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN – 138 KV (\$US/KM)	42
CUADRO Nº 3.4-3.: COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (%)	43
CUADRO Nº 3.6-1.: COSTOS DE INVERSIÓN (MILES US\$)	50
CUADRO Nº 3.6-2.: COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (MILES US\$)	52
CUADRO Nº 3.6-3.: PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA	53
CUADRO Nº 3.6-4.: PRECIO EN BARRA TINGO MARÍA	53
CUADRO Nº 3.6-5.: COSTOS DE PÉRDIDAS (MILES US\$)	54
CUADRO Nº 3.6-6.: COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS (MILES US\$)	54
CUADRO Nº 3.6-7.: COSTO TOTAL DE ALTERNATIVA 1 (MILES US\$)	55
CUADRO Nº 3.6-8.: COSTO TOTAL DE ALTERNATIVA 2 (MILES US\$)	55
CUADRO Nº 3.6-9.: COSTO TOTAL DE ALTERNATIVA 3 (MILES US\$)	56
CUADRO Nº 3.6-10.: COSTOS DE INVERSIÓN (MILES US\$)	59
CUADRO Nº 3.6-11.: COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (MILES US\$)	60
CUADRO Nº 3.6-12.: PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA	61
CUADRO Nº 3.6-13.: PRECIO EN BARRA VIZCARRA	61
CUADRO Nº 3.6-14.: COSTOS DE PÉRDIDAS (MILES US\$)	62
CUADRO Nº 3.6-15.: COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS (MILES US\$)	62
CUADRO Nº 3.6-16.: COSTO TOTAL DE ALTERNATIVA 1 (MILES US\$)	63
CUADRO Nº 3.6-17.: COSTO TOTAL DE ALTERNATIVA 2 (MILES US\$)	63
CUADRO Nº 3.6-18.: COSTOS DE INVERSIÓN (MILES US\$)	66
CUADRO Nº 3.6-19.: COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (MILES US\$)	67
CUADRO Nº 3.6-20.: PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA	68
CUADRO Nº 3.6-21.: PRECIO EN BARRA PARAMONGA NUEVA	68
CUADRO Nº 3.6-22.: COSTOS DE PÉRDIDAS (MILES US\$)	69
CUADRO Nº 3.6-23.: COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS (MILES US\$)	69
CUADRO Nº 3.6-24.: COSTO TOTAL DE ALTERNATIVA 1 (MILES US\$)	70
CUADRO Nº 3.6-25.: COSTO TOTAL DE ALTERNATIVA 2 (MILES US\$)	70
CUADRO Nº 3.6-26.: FLUJO DE POTENCIA MÁXIMO DEL TRANSFORMADOR 220/138 KV (MW)	72
CUADRO Nº 4.3-1.: VALORIZACIÓN DE LAS SUBESTACIONES – US \$	81
CUADRO Nº 4.3-2.: VALORIZACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN – US \$	81
CUADRO Nº 4.3-3.: COSTO TOTAL DEL SISTEMA DE TELECOMUNICACIONES DE ETESELVA – US \$	82
CUADRO Nº 4.3-4.: ASIGNACIÓN DEL CENTRO DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES AL SPT	82
CUADRO Nº 4.4-1.: VALORIZACIÓN DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN	84
CUADRO Nº 5.5-1.: PROCESOS Y ACTIVIDADES DE OPERACIÓN	95
CUADRO Nº 5.5-2.: COSTO ANUAL DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES (US \$)	96
CUADRO Nº 5.5-3.: ASIGNACIÓN DE COSTOS DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES	96
CUADRO Nº 5.5-4.: COSTO ANUAL ETESELVA DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES - (US \$)	97
CUADRO Nº 5.5-5.: COSTO ANUAL ETESELVA DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES - (US \$)	97
CUADRO Nº 5.5-6.: COSTO ANUAL DE OPERACIÓN DEL CENTRO DE CONTROL - (US \$)	98
CUADRO Nº 5.5-7.: COSTO ANUAL DE OPERACIÓN DE CENTRO DE CONTROL – SPT US \$	99
CUADRO Nº 5.5-8.: COSTO ANUAL DE OPERACIÓN - SPT	99
CUADRO Nº 5.6-1.: PROCESOS Y ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	102

CUADRO N° 5.6-2.: COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN - (US \$).....	103
CUADRO N° 5.6-3.: PROCESOS Y ACTIVIDADES PARA EL MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES.....	105
CUADRO N° 5.6-4.: COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES - (U.S. \$).....	108
CUADRO N° 5.6-5.: PROCESOS Y ACTIVIDADES PARA EL MANTENIMIENTO DE CENTRO DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES.....	110
CUADRO N° 5.6-6.: COSTO DE MANTENIMIENTO DE TELECOMUNICACIONES Y CENTRO DE CONTROL - (U. S. \$).....	111
CUADRO N° 5.6-7.: COSTO DE SUPERVISIÓN DE MANTENIMIENTO - (U.S. \$).....	113
CUADRO N° 5.6-8.: COSTOS DIRECTOS DE MANTENIMIENTO – SPT - (U.S. \$).....	113
CUADRO N° 5.7-1.: ESTRUCTURA DE LA ORGANIZACIÓN ESTÁNDAR - ÁREA ADMINISTRATIVA COMPARTIDA.....	118
CUADRO N° 5.7-2.: ESTRUCTURA DE LA ORGANIZACIÓN ESTÁNDAR - ÁREA OPERATIVA EXCLUSIVA DE TRANSMISIÓN.....	119
CUADRO N° 5.7-3.: COSTO DE PERSONAL DIRECTO DE LA ORGANIZACIÓN ETESELVA (US \$).....	122
CUADRO N° 5.8-1.: COSTOS INDIRECTOS DE TRANSMISIÓN – SPT - (EN US \$).....	134
CUADRO N° 5.9-1.: COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO - (EN US \$).....	134
CUADRO N° 6.1-1.: DETALLE DE LOS CTT Y PEAJE ANUAL DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN DE ETESELVA.....	137
CUADRO N° 7.1-1.: FACTORES DE ACTUALIZACIÓN.....	140

RESUMEN EJECUTIVO

1. OBJETO

El presente estudio contiene la propuesta de Tarifas del Sistema Principal de Transmisión de ETESELVA para la Fijación de Tarifas en Barra, período mayo 2008 – abril 2009.

2. BASE CONCEPTUAL

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

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

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

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

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

...”

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

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

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

3. SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN EXISTENTE DE ETESELVA

LÍNEA DE TRANSMISIÓN

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

SUBESTACIONES

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

- S.E. Vizcarra: Equipamiento de una celda de salida de 220 kV a S.E. Paramonga Nueva, instalada en una barra en anillo; y
- S.E. Paramonga Nueva: Equipamiento de una celda de llegada de una línea de 220 kV a S.E. Vizcarra, instalada en una ampliación al terreno de la S.E. Paramonga Nueva de propiedad de REP.

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

4. SISTEMA ECONÓMICAMENTE ADAPTADO DE ETESELVA

Las variables determinantes para la determinación del Sistema Eléctrico a Remunerar, corresponden a la máxima capacidad de generación de TERMOSELVA y la demanda proyectada del sistema ELECTRO UCAYALI.

Para el horizonte de estudio, se considera que la máxima capacidad de generación en el período 2009-2013, es igual a 165 MW. Asimismo, la proyección de la máxima demanda del sistema ELECTRO UCAYALI alcanza los 40 MW en el período 2009-2018.

Para la determinación del SEA del SPT de ETESELVA, en el presente estudio se plantea lo siguiente:

- No se toma en cuenta las características de las instalaciones existentes.
- No se toma en cuenta, la configuración del sistema de transmisión existente.

CRITERIOS DE PROYECCIÓN DE DEMANDA

Tomando en consideración los criterios establecidos en la Norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión" publicado mediante Resolución OSINERGMIN N° 0023-2008-OS/CD, para el presente estudio se han tomado los siguientes criterios:

- Máxima capacidad de generación para un horizonte de 4 años, período 2009-2013.
- Proyección de la demanda se para un horizonte de 10 años, período 2009-2018.
- Registros de máxima demanda en los elementos (líneas de transmisión y transformadores) del SST y SPT.
- Pérdidas reales registradas en los sistemas de transmisión SPT y SST.

CRITERIOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL SEA

Cumplir con los criterios descritos en la Norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión":

- Las tensiones, normalizadas para los efectos de los estudios son: MAT = 220 y 138 kV.
- Se consideran fijas las ubicaciones de las S.E. en el horizonte de análisis.
- Se mantiene la configuración del sistema de barras en las S.E. existentes, en las cuales se encuentra inmerso ETESELVA.
- Para determinar los costos de inversión se considerarán los costos de los módulos estándares establecidos por el OSINERGMIN, según la ubicación geográfica de las instalaciones.
- Para determinar los costos de operación y mantenimiento, se utilizan los porcentajes aprobados por OSINERGMIN.
- Para las líneas en MAT, AT y las SET, se considera un factor de utilización (f.u.) máximo de 1,0 en operación normal para la condición de máxima demanda.
- Para el desarrollo del SEA se toma en cuenta lo establecido en cuenta el Código Nacional de Electricidad y, complementariamente, otras normativas técnicas peruanas e internacionales, vigentes.
- Para instalaciones asignadas a la demanda, se considera un factor de potencia de 0,95 en barras de MT de las S.E.
- Los transformadores de potencia se adaptarán de acuerdo a características y tamaños normalizados en los módulos estándares establecidos por el OSINERGMIN.
- Para el desarrollo del SEA, cumplir con lo indicado en la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos (NTCSE); es decir, no se debe exceder las

tolerancias establecidas en dos aspectos: Niveles de tensión (calidad del producto) e Interrupciones (calidad de suministro).

- Calidad del Producto: Debe verificarse que los niveles de tensión en las barras de MAT y AT, donde se realice la entrega del suministro eléctrico, deben cumplir con las tolerancias que establece la NTCSE.
- Calidad del Suministro: Las interrupciones del suministro, tanto en número como en duración, originadas por contingencias ocurridas en las líneas de transmisión y SET, deben estar dentro de las tolerancias que establece la NTCSE.
- No se consideran redundancias, excepto en los casos que existan razones de calidad debidamente sustentadas.
- La capacidad de los transformadores se ha fijado de modo tal que se adapten a la demanda, es decir, el mínimo necesario para atender el crecimiento de la demanda en el período 2009-2018.
- El calibre de los conductores es fijado mediante un análisis de "Selección Óptima de Conductores".
- Para las líneas de transmisión se consideran conductores tipo aleación de aluminio con alma de acero (ACSR).
- El SER debe determinarse a partir de la evaluación de distintas alternativas y debe corresponder a la alternativa que constituya la solución de mínimo costo total para el horizonte de evaluación, teniendo en cuenta lo establecido en la presente Norma y la siguiente expresión:

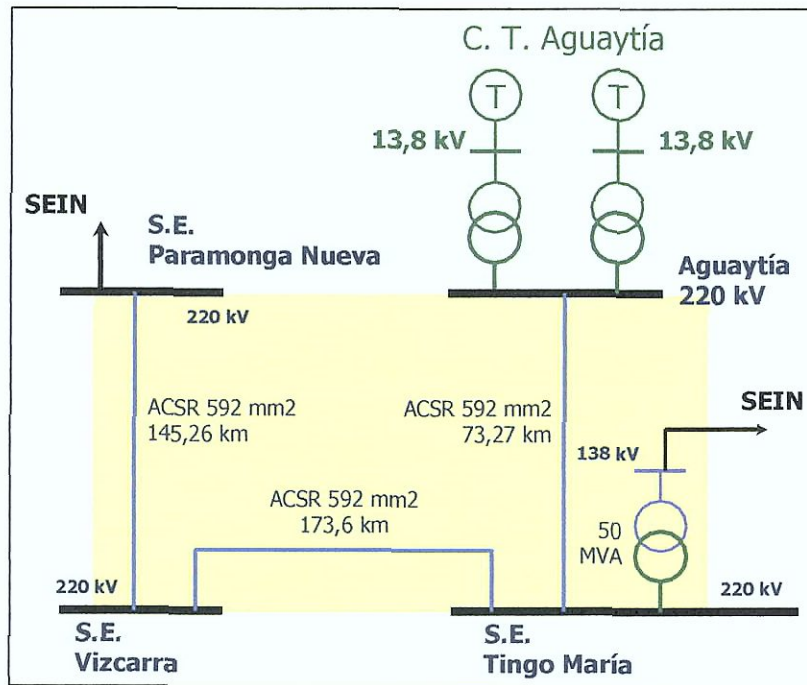
$$\text{Costo Total} = \text{Valor presente de (Inversión + Operación + Mantenimiento + Pérdidas)}$$

Donde las Pérdidas corresponden a: Pérdidas físicas de Potencia y Energía valorizadas a los precios vigentes de las Barras de Referencia de Generación.

- Para el dimensionamiento de los elementos de un sistema de transmisión se emplearán los máximos valores de potencia, a través de cada componente, resultantes del análisis de flujo de potencia considerando distintas condiciones de operación.

Del análisis efectuado, el SEA correspondiente al sistema de transmisión de ETESELVA es el mostrado en el siguiente Esquema.

SEA del SPT de ETESELVA



5. COSTO TOTAL DE TRANSMISIÓN Y PEAJES ANUALES

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

Descripción	VNR US\$	aVNR US\$/Año	COyM US\$/Año	Costo Total de Transmisión US\$/Año	Peaje Anual S./mes
Subestaciones	10 164 054	1 261 803	405 859	1 667 661	4 975 301
Líneas de Transmisión	25 142 908	3 121 333	1 003 976	4 125 309	12 307 445
TOTAL ZONA 1	35 306 963	4 383 135	1 409 834	5 792 970	17 282 747

tc	2,9834	30 DE SETIEMBRE DE 2008
tasa	12%	
Vida Útil	30	
Mensualidad	0,009488793	

Se ha utilizado el tipo de cambio de 2,9834 S./US\$ de fecha 30 de setiembre de 2008, calculado por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP del Perú, valor venta correspondiente al último día hábil del mes anterior al de su aplicación, publicado en el Diario Oficial El Peruano, tal como lo indica el OSINERMING en la Norma.

1. ANTECEDENTES

1.1. OBJETO DEL ESTUDIO

El presente estudio contiene la propuesta de Tarifas del Sistema Principal de Transmisión de ETESELVA para la Fijación de Tarifas en Barra, período mayo 2008 – abril 2009.

1.2. BASE CONCEPTUAL

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

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

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

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

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

...”

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

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

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

1.3. RESPONSABILIDAD

La Empresa Aguaytía Energy del Perú S.R.L., transfirió en mayo 2001 vía una reorganización simple la concesión de Transmisión y los activos de su Sistema de Transmisión a la Empresa de Transmisión ETESELVA.

ETESELVA asumió la concesión y las obligaciones que están involucradas, a su propio riesgo, técnico, económico y financiero y será la única responsable por el cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones establecidas en el Contrato de Concesión firmado con el Estado Peruano y las Leyes aplicables.

2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ETESELVA

2.1. FUNCIÓN

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

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

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

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

SUBESTACIONES

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

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

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

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

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

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

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

2.2. SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

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

- L.T. 220 kV Vizcarra - Paramonga Nueva (L-2253), recorre zonas de sierra y costa con una longitud total aproximada de 145,26 km de los cuales 102,12 km

corresponden a sierra y 43.14 km a costa. La altitud de inicio y fin de esta línea es de 3 600 y 110 m.s.n.m. respectivamente, siendo el punto más alto 4 754 m.s.n.m. La Cota para la zona de costa se ha considerado 500 m.s.n.m;

- Celdas de transformador a 220 kV y 138 kV de la S.E. Tingo María;
- Autotransformador 220/138/10 kV, de 50/50/10 MVA, de la S.E. Tingo María;
- Una celda de compensación reactiva a 220 kV con un reactor inductivo y una reactancia al neutro de 1 Henrio;
- Equipamiento electromecánico a 220 kV de ETESELVA para la L-2253 en la S.E. Vizcarra; y
- Celda de línea de llegada a 220 kV para la L-2253 de la S.E. Paramonga Nueva.

2.3. SISTEMA SECUNDARIO DE TRANSMISIÓN

El Sistema de Transmisión Secundario comprende las instalaciones siguientes:

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

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

2.4. CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

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

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

Línea	L-2251 (Selva)	L-2252 (Selva)	L-2252 (Sierra)	L-2253 (Sierra)	L-2253 (Costa)
Tensión Nominal (kV)	220	220	220	220	220
Número de ternas	1	1	1	1	1
Longitud (km)	73,267	54,59	118,88	102,12	43,14
Vano Promedio (m)	464	492	464	429	433
Capacidad de Transporte (MVA)	190	190	190	190	190

CONDUCTOR

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

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

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

ESTRUCTURAS

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

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

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

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

Estructura de Suspensión	Utilización
22 A.2TM	Debajo de los 4000 m.s.n.m.
22 B.2T	Debajo de los 4000 m.s.n.m.
22 A1.2T	Sobre los 4000 m.s.n.m.

Estructura de Anclaje	Utilización
22 C.2T	Debajo de los 4000 m.s.n.m.
22 D.2T	Debajo de los 4000 m.s.n.m.
22 C1.2T	Sobre los 4000 m.s.n.m.
22 D1.2T	Sobre los 4000 m.s.n.m.

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

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

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

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

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

AISLADORES

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

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

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

CABLE DE GUARDA

Las características del cable de guarda son las siguientes:

Material	:	Acero Galvanizado
Tipo	:	E.H.S. (*)
Sección (mm ²)	:	70
Diámetro del Cable (mm)	:	9,52

Peso (kg/m) : 0,0404

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

2.5. CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES

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

2.5.1. S.E. AGUAYTÍA

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

Las características fundamentales de la subestación son las siguientes:

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

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

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

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

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

2.5.2. AMPLIACIÓN S.E. TINGO MARÍA

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

S.E. Tingo María, propiedad de REP, ETESELVA construyó la ampliación a nivel de 220 kV.

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

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

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

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

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

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

2.5.3. CELDAS DE LA S.E. VIZCARRA

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

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

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

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

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

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

- Una celda de llegada de línea a 220 kV equipada con los siguientes elementos:
 - ◆ Un seccionador de línea con seccionador de puesta a tierra;

- ◆ Un seccionador de barra;
- ◆ Un interruptor SF6 con una bobina de cierre y dos bobinas de disparo;
- ◆ Tres transformadores de tensión capacitivo (Fases S y R);
- ◆ Tres transformadores de corriente (Clase 5 y Clase 0,5);
- ◆ Tres pararrayos de óxido de zinc; y
- ◆ Onda Portadora (Fases S y R).

2.5.4. AMPLIACIÓN S.E. PARAMONGA NUEVA

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

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

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

3. DETERMINACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO A REMUNERAR

3.1. CRITERIOS

3.1.1. CRITERIOS DE PROYECCIÓN DE DEMANDA

Tomando en consideración los criterios establecidos en la Norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión" publicado mediante Resolución OSINERGMIN N° 0023-2008-OS/CD, para el presente estudio se han tomado los siguientes criterios:

- Máxima capacidad de generación para un horizonte de 4 años, período 2009-2013.
- Proyección de la demanda se para un horizonte de 10 años, período 2009-2018.
- Registros de máxima demanda en los elementos (líneas de transmisión y transformadores) del SST y SPT.
- Pérdidas reales registradas en los sistemas de transmisión SPT y SST.

3.1.2. CRITERIOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL SEA

Cumplir con los criterios descritos en la Norma “Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión”:

- Las tensiones, normalizadas para los efectos de los estudios son: MAT = 220 y 138 kV.
- Se consideran fijas las ubicaciones de las S.E. en el horizonte de análisis.
- Se mantiene la configuración del sistema de barras en las S.E. existentes, en las cuales se encuentra inmerso ETESELVA.
- Para determinar los costos de inversión se considerarán los costos de los módulos estándares establecidos por el OSINERGMIN¹, según la ubicación geográfica de las instalaciones.
- Para determinar los costos de operación y mantenimiento, se utilizan los porcentajes aprobados por OSINERGMIN²,
- Para las líneas en MAT, AT y las SET, se considera un factor de utilización (f.u.) máximo de 1,0 en operación normal para la condición de máxima demanda.
- Para el desarrollo del SEA se toma en cuenta lo establecido en el Código Nacional de Electricidad y, complementariamente, otras normativas técnicas peruanas e internacionales, vigentes.
- Para instalaciones asignadas a la demanda, se considera un factor de potencia de 0,95 en barras de MT de las S.E.
- Los transformadores de potencia se adaptarán de acuerdo a características y tamaños normalizados en los módulos estándares establecidos por el OSINERGMIN.

¹ Resolución N° 343-2008-OS/CD → Publicación de la “Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión”

² Resolución N° 0635-2007-OS/CD → “Porcentajes para Determinar el Costo anual Estándar de Operación y Mantenimiento de las Instalaciones de Transmisión”

- Para el desarrollo del SEA, cumplir con lo indicado en la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos (NTCSE); es decir, no se debe exceder las tolerancias establecidas en dos aspectos: Niveles de tensión (calidad del producto) e Interrupciones (calidad de suministro).
- Calidad del Producto: Debe verificarse que los niveles de tensión en las barras de MAT y AT, donde se realice la entrega del suministro eléctrico, deben cumplir con las tolerancias que establece la NTCSE.
- Calidad del Suministro: Las interrupciones del suministro, tanto en número como en duración, originadas por contingencias ocurridas en las líneas de transmisión y SET, deben estar dentro de las tolerancias que establece la NTCSE.
- No se consideran redundancias, excepto en los casos que existan razones de calidad debidamente sustentadas.
- La capacidad de los transformadores se ha fijado de modo tal que se adapten a la demanda, es decir, el mínimo necesario para atender el crecimiento de la demanda en el período 2009-2018.
- El calibre de los conductores es fijado mediante un análisis de “Selección Óptima de Conductores”.
- Para las líneas de transmisión se consideran conductores tipo aleación de aluminio con alma de acero (ACSR).
- El SER debe determinarse a partir de la evaluación de distintas alternativas y debe corresponder a la alternativa que constituya la solución de *mínimo costo total para el horizonte de evaluación*, teniendo en cuenta lo establecido en la presente Norma y la siguiente expresión:

$$\text{Costo Total} = \text{Valor presente de (Inversión + Operación + Mantenimiento + Pérdidas)}$$

Donde las Pérdidas corresponden a: Pérdidas físicas de Potencia y Energía valorizadas a los precios vigentes de las Barras de Referencia de Generación.

- Para el dimensionamiento de los elementos de un sistema de transmisión se emplearán los máximos valores de potencia, a través de

cada componente, resultantes del análisis de flujo de potencia considerando distintas condiciones de operación.

3.2. DATOS Y BASES DEL ESTUDIO

3.2.1. COSTOS DE INVERSIÓN Y DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

- Resolución N° 343-2008-OS/CD que aprueba la "Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión".
- Resolución N° 0635-2007-OS/CD que aprueba los "Porcentajes para Determinar el Costo anual Estándar de Operación y Mantenimiento de las Instalaciones de Transmisión".

3.2.2. CONCESIONES DE NUEVAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

- L.T. 220 kV Vizcarra-Huallanca-Cajamarca-Carhuaquero y reforzamiento de L.T. 220 kV Carhuamayo-Paragsha-Vizcarra, previsto para el año 2011.
- L.T. 500 kV Mantaro-Caravelí-Montalvo, previsto para el año 2012.
- L.T. 220 kV Machupicchu-Cotaruse, previsto para el año 2012.
- L.T. 500 kV Chilca-Zapallal, previsto para el año 2010.

3.2.3. ESTUDIOS REFERENCIALES

- Propuestas de tarifas y compensaciones de los titulares de transmisión que forman parte de los sistemas SST y SPT.
- Estudio de "Fijación de Precios en Barra - período Mayo 2008 – Abril 2009", desarrollado por el COES.
- Plan Referencial elaborado por el Ministerio de Energía y Minas (MEM), para el período comprendido entre los años 2006 y 2015.

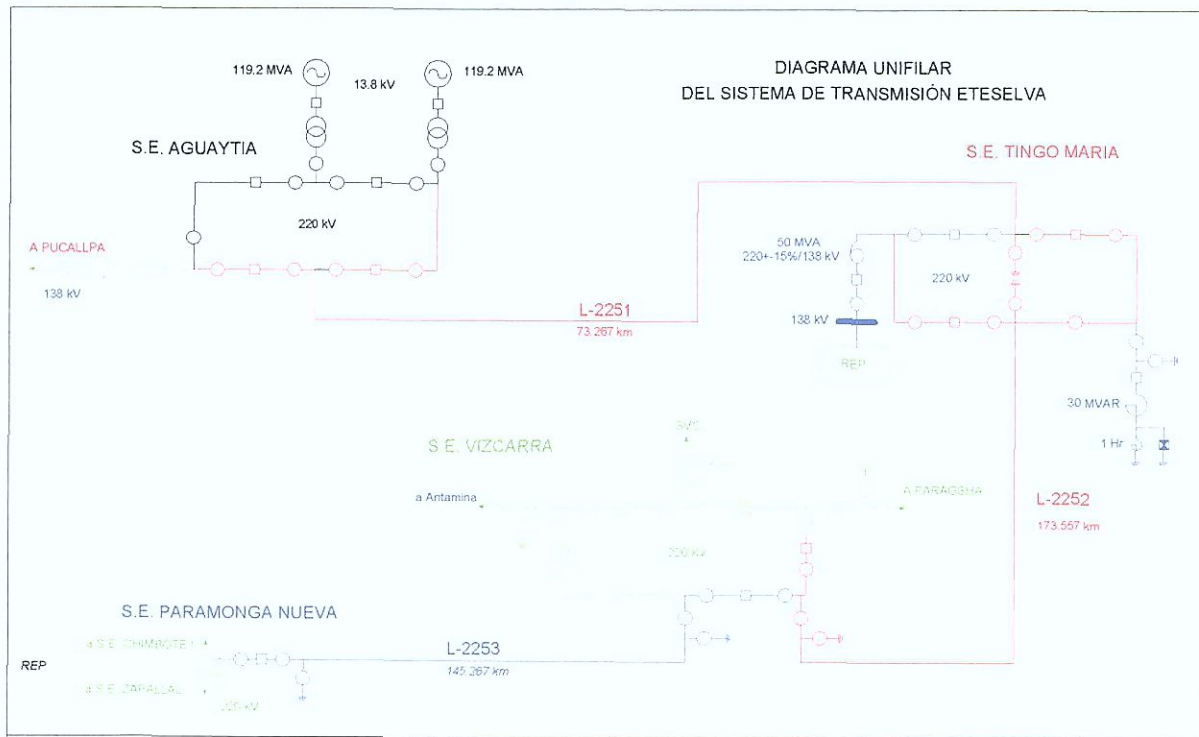
3.2.4. SOFTWARE UTILIZADO

Para realizar el análisis de flujo de potencia, se utilizó el programa Winflu 2,3.

3.2.5. INSTALACIONES EXISTENTES

Las instalaciones existentes de Sistema Principal de Transmisión de ETESELVA, están descritas en el Capítulo 2 (Esquema N° 1).

Esquema N° 1
Sistema de Transmisión de ETESELVA



3.3. ANALISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO

En este capítulo se analiza la oferta y demanda que forma parte del Sistema Principal de Transmisión de ETESELVA y del SEIN.

3.3.1. ANÁLISIS DE LA OFERTA

Para este caso, según los criterios para elaborar la proyección de la demanda para instalaciones asignadas total o parcialmente a los generadores, se considera un horizonte de proyección es de 4 años (a partir del año de vigencia de la fijación de tarifas).

Dicha proyección de demanda se realiza en base a los requerimientos de capacidad de transmisión de las centrales de generación a las cuales se asigna la responsabilidad de pago de dichas instalaciones.

En ese sentido, dado la configuración del sistema de transmisión de ETESELVA (SPT y SST) dentro del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), esta debe estar preparada para evacuar la potencia efectiva de generación de TERMOSELVA; así como la potencia generada por las centrales existentes en el sistema eléctrico "Electro Ucayali". Asimismo, atender la carga del SEIN según los requerimientos óptimos de operación.

En el Cuadro N° 3.3-1 se muestra la máxima potencia de generación de las centrales hidroeléctricas y térmicas de la zona en análisis.

Cuadro N° 3.3-1.: Generación Máxima en la Zona

Central	Potencia (MW)
Aguaytia	175
Pucallpa	25.4

Asimismo, para estimar la operación del SEIN se ha considerado (adicional al parque de generación existente), el plan de expansión de la generación prevista para el período 2009-2013. Para ello, se ha considerado el estudio de "Fijación de Precios en Barra - período Mayo 2008 – Abril 2009" y el Plan Referencial del MEM. En el Cuadro N° 3.3-2, se muestran dichos resultados.

Cuadro N° 3.3-2.: Plan de Expansión de Generación: Período 2009-2013 (MW)

Año	Proyecto	MW
2008	C.H. Carhuaquero G4	10,0
	C.H. La Joya	10,0
	C.H. Caña Brava	5,5
2009	C.T. Oquendo	50,0
	C.H. Poechos	10,0
	Repotenciamiento Pariac	7,7
	Turbogas Chilca - Enersur	170,0
	Turbogas Chilca - Kallpa	170,0
	C.H. Platanal	220,0

Año	Proyecto	MW
2010	C.H. Machupicchu II	71,0
	C.H. Olmos	120,0
	Turbogas Camisea	520,0
2011	C.H. Tarucani	49,0
	Turbogas Camisea	340,0
2012	C.H. Santa Teresa	110,0
2013	Ciclo Combinado Camisea	520,0

3.3.2. ANÁLISIS DE LA DEMANDA

Similar al caso anterior, según los criterios para elaborar la proyección de la demanda para instalaciones asignadas total o parcialmente a los usuarios, se considera un horizonte de proyección es de 10 años (a partir del año de vigencia de la fijación de tarifas). Dicha proyección de demanda se realiza en base a los requerimientos de demanda de los sistemas eléctricos a los cuales se asigna la responsabilidad de pago de dichas instalaciones.

La máxima capacidad de transporte del sistema de transmisión desde Aguaytía hasta la barra 220 kV de la S.E. Tingo María, está sujeta a la capacidad máxima de generación de TERMOSELVA, y de la demanda del Sistema Eléctrico ELECTRO UCAYALI S.A.

Con respecto a la línea L-2252 y L-2253, el flujo de potencia máximo en dicha línea dependerá de la operación óptima del SEIN en conjunto. Para esta condición, se considera la operación de los grupos térmicos de TERMOSELVA.

Por lo indicado en los párrafos anteriores, para el dimensionamiento del sistema de transmisión de ETESELVA, se ha estimado lo siguiente:

- Proyección de la máxima capacidad de generación de TERMOSELVA,
- Proyección de la máxima demanda del Sistema Eléctrico ELECTRO UCAYALI, estimado por dicha empresa para el proceso de cálculo de tarifas para el período 2007-2011.

- Proyección de demanda obtenido en la "Fijación de Precios en Barra" para el período 2008-2011. Para el resto de los años, se considera un crecimiento igual al obtenido el año 2011.

CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE LAS C.T. AGUAYTIA Y PUCALLPA

En los últimos 8 años (2000-2007), el máximo flujo de potencia y energía producida en las centrales de Aguaytía y Pucallpa entregada al resto del SEIN, se realizó tal como se muestra en el Cuadro N° 3.3-3.

Cuadro N° 3.3-3.: Demanda Máxima → ETESELVA

Año	Máxima Demanda (MW)
2 000	165.6
2 001	172.1
2 002	164.3
2 003	175.5
2 004	186.6
2 005	185.0
2 006	185.8
2 007	185.4

Por otro lado, según los planes de expansión de dicha empresa, en dicho período no está prevista la expansión de su capacidad de generación. Por lo tanto, para los fines de determinación del Sistema Económicamente Adaptado, la capacidad de generación de TERMOSELVA y PUCALLPA a ser entregada al SEIN, prevista para el periodo 2009-2013 será similar al existente (Cuadro N° 3.3-4).

Cuadro N° 3.3-4.: Máxima Demanda Transmitida (MW)

Año	Máxima Demanda (MW)
2 009	185,0
2 010	185,0
2 011	185,0
2 012	185,0
2 013	185,0

PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ELECTRO UCAYALI

Para obtener la demanda de dicho sistema, se consideran los resultados de proyección estimados por dicha empresa el año 2005, y presentados en su propuesta tarifaria (en febrero del 2006) para el período 2007-2011, la misma que fue suspendida por los cambios introducidos al marco regulatorio de la transmisión, con la promulgación de la Ley N° 28832 (Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica) el 23 de julio de dicho año.

En los Cuadros N° 3.3-5 y 3.3-6, se muestran los resultados de proyección de demanda simultánea y máximas obtenidas en las subestaciones de dicho sistema eléctrico.

Cuadro N° 3.3-5.: Demanda Simultánea en Subestaciones (MW)

Año	S.E. Yarina	S.E. Pucallpa	S.E. Parque Industrial	Total
2006	4,5	13,7	5,8	24,0
2007	4,7	14,2	6,0	25,0
2008	4,9	14,8	6,3	26,0
2009	5,1	15,4	6,5	27,1
2010	5,3	16,1	6,8	28,2
2011	5,5	16,7	7,1	29,3
2012	5,7	17,4	7,4	30,6
2013	6,0	18,1	7,7	31,8
2014	6,2	18,9	8,0	33,1
2015	6,5	19,7	8,3	34,5
2016	6,7	20,5	8,7	35,9
2017	7,0	21,3	9,1	37,4
2018	7,3	22,2	9,4	39,0

Cuadro N° 3.3-6.: Máxima Demanda en Subestaciones

Año	S.E. Yarina	S.E. Pucallpa	S.E. Parque Industrial	Cervecera San Juan	Total
2006	4,9	14,9	6,3	1,5	27,5
2007	5,1	15,5	6,6	1,5	28,6
2008	5,3	16,1	6,8	1,5	29,7
2009	5,5	16,8	7,1	1,5	30,9
2010	5,7	17,5	7,4	1,5	32,1
2011	6,0	18,2	7,7	1,5	33,4
2012	6,2	18,9	8,0	1,5	34,7
2013	6,5	19,7	8,4	1,5	36,0
2014	6,8	20,5	8,7	1,5	37,5
2015	7,0	21,4	9,1	1,5	39,0
2016	7,3	22,3	9,4	1,5	40,5
2017	7,6	23,2	9,8	1,5	42,1
2018	7,9	24,2	10,2	1,5	43,8

PROYECCIÓN DE DEMANDA DEL SEIN

En el Cuadro N° 3.3-7 se muestran la proyección de demanda del SEIN estimado para el período 2009-2013.

Cuadro N° 3.3-7.: Proyección de Máxima Demanda del SEIN

Año	Maxima Demanda (MW)	Tasa de Crecimiento (%)
2007	3 998	
2008	4 318	8.0%
2009	4 584	6.2%
2010	4 997	9.0%
2011	5 295	6.0%
2012	5 624	6.2%
2013	5 954	5.9%

3.3.3. ANÁLISIS DE REGISTROS HISTÓRICOS

En los Gráficos N° 1, 2, 3 y 4 se muestran los registros de máxima demanda (MVA) obtenidos en cada uno de los elementos del sistema de transmisión de ETESELVA.

Gráfico N° 1
Flujo de Potencia Máximo en L-2251

Mes	L-2251 (MVA)
Ene-06	173.7
Feb-06	174.1
Mar-06	171.1
Abr-06	94.7
May-06	188.2
Jun-06	187.0
Jul-06	185.1
Ago-06	185.0
Sep-06	187.6
Oct-06	180.7
Nov-06	178.0
Dic-06	177.6
Ene-07	165.4
Feb-07	170.0
Mar-07	175.1
Abr-07	174.1
May-07	179.2
Jun-07	183.4
Jul-07	182.9
Ago-07	179.8
Sep-07	181.8
Oct-07	177.8
Nov-07	177.0
Dic-07	182.8
Ene-08	184.0
Feb-08	172.6

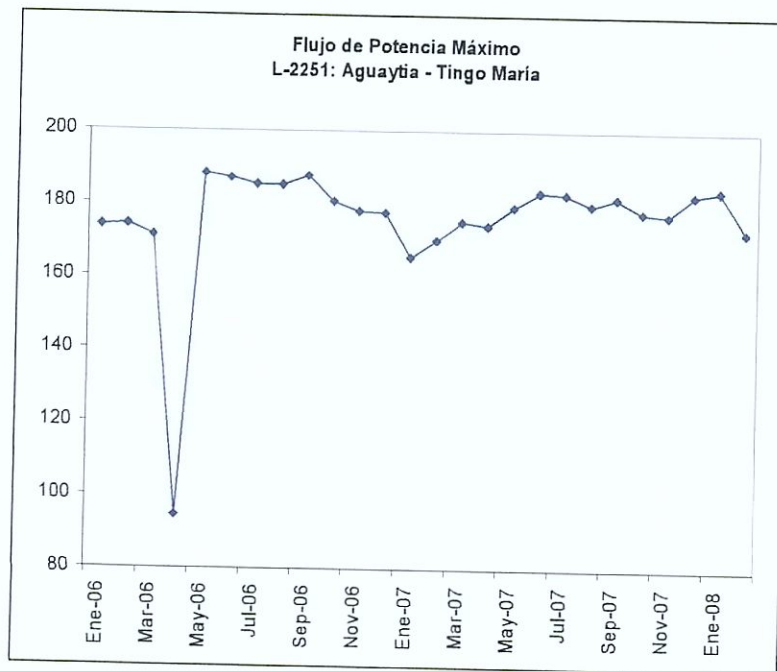


Gráfico N° 2

Flujo de Potencia Máximo en L-2252

Mes	L-2252 (MVA)
Ene-06	135.2
Feb-06	134.6
Mar-06	129.3
Abr-06	73.3
May-06	144.9
Jun-06	151.7
Jul-06	144.1
Ago-06	172.0
Sep-06	175.0
Oct-06	166.1
Nov-06	141.8
Dic-06	145.4
Ene-07	123.3
Feb-07	128.6
Mar-07	160.2
Abr-07	163.0
May-07	157.4
Jun-07	161.1
Jul-07	150.8
Ago-07	147.3
Sep-07	141.1
Oct-07	144.7
Nov-07	148.2
Dic-07	142.2
Ene-08	140.4
Feb-08	135.0

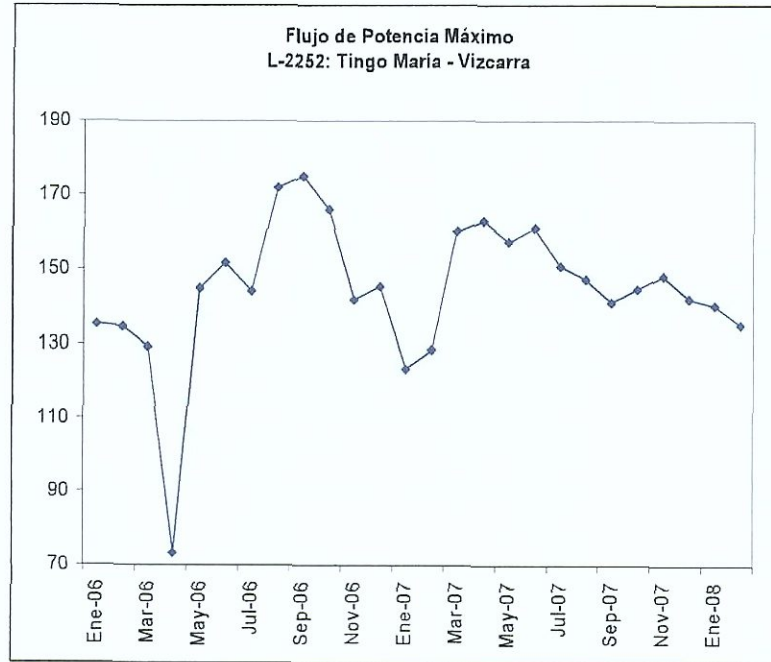


Gráfico N° 3

Flujo de Potencia Máximo en L-2253

Mes	L-2253 (MVA)
Ene-06	158.9
Feb-06	100.7
Mar-06	113.9
Abr-06	103.1
May-06	46.6
Jun-06	20.5
Jul-06	17.9
Ago-06	31.6
Sep-06	19.6
Oct-06	24.4
Nov-06	21.7
Dic-06	15.2
Ene-07	45.2
Feb-07	33.5
Mar-07	83.3
Abr-07	26.6
May-07	30.6
Jun-07	22.6
Jul-07	25.2
Ago-07	22.2
Sep-07	19.3
Oct-07	20.4
Nov-07	17.9
Dic-07	41.8
Ene-08	21.8
Feb-08	25.7

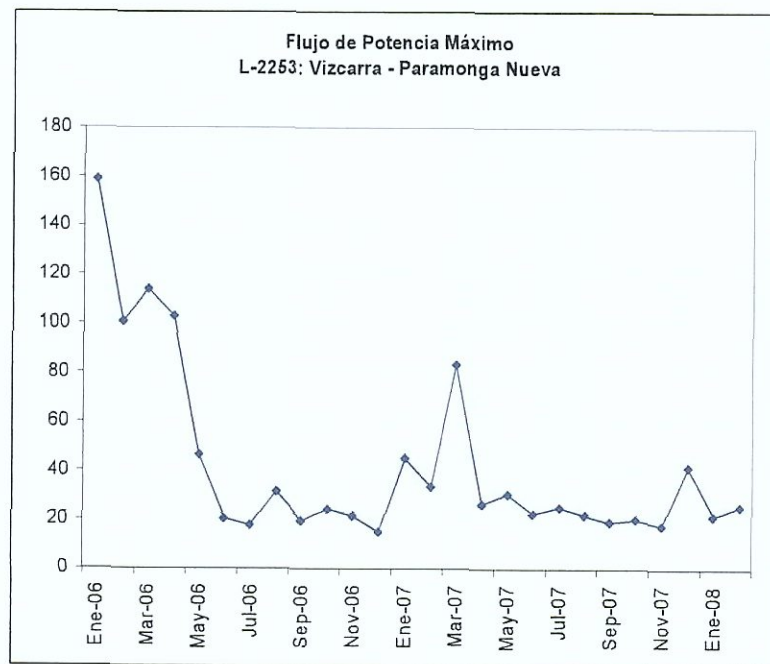
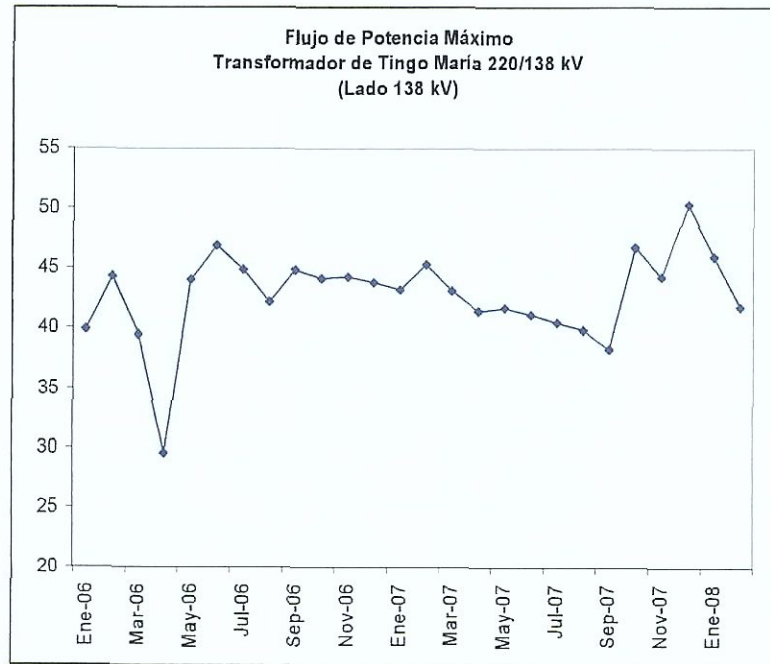


Gráfico N° 4

Flujo de Potencia Máximo en Transformador 220/138 kV

Mes	Tr. TM (MVA)
Ene-06	39.9
Feb-06	44.3
Mar-06	39.5
Abr-06	29.5
May-06	44.1
Jun-06	46.9
Jul-06	44.9
Ago-06	42.2
Sep-06	44.9
Oct-06	44.1
Nov-06	44.3
Dic-06	43.8
Ene-07	43.2
Feb-07	45.3
Mar-07	43.1
Abr-07	41.4
May-07	41.7
Jun-07	41.1
Jul-07	40.4
Ago-07	39.8
Sep-07	38.3
Oct-07	46.7
Nov-07	44.3
Dic-07	50.4
Ene-08	46.0
Feb-08	41.8



De los gráficos se observa lo siguiente:

- En la L-2251, la máxima potencia transmitida en los dos últimos años es igual a 188,2 MVA. Asimismo, de los registros se observa que el flujo de potencia máximo obtenido en los meses analizados, es en promedio igual a 179,5 MVA.
- En la L-2252, la máxima potencia transmitida en los dos últimos años es igual a 175,0 MVA. Asimismo, el flujo de potencia máximo obtenido en período de análisis es en promedio 147,4 MVA.
- En la L-2253, la máxima potencia transmitida en los dos últimos años es igual a 158,9 MVA. Asimismo, el flujo de potencia máximo obtenido en período de análisis es en promedio 47,2 MVA. En este caso, del gráfico se observa que no se cuenta con una tendencia definida; es decir, el flujo de potencia puede tener variaciones bruscas de acuerdo a ciertas condiciones de operación del SEIN; esto queda demostrado con las diferencias existentes entre el valor máximo y el promedio.

- Con respecto al transformador 220/138 kV de la subestación Tingo María, la máxima potencia transmitida en los dos últimos años es igual a 50,4 MVA. Asimismo, el flujo de potencia máximo obtenido en período de análisis es en promedio 43,3 MVA.

Los resultados obtenidos en el análisis de los registros de medición en los elementos del sistema de transmisión de ETESELVA, servirán de base en la determinación óptima del calibre de los conductores.

3.4. METODOLOGÍA

Para determinar el SEA del sistema de transmisión de ETESELVA, se divide el sistema en cuatro zonas: Las dos primeras corresponden al SST y las dos últimas al SPT.

- La primera zona, corresponde al sistema de transmisión entre las subestaciones Aguaytía y Tingo María → SST.
- La segunda zona comprende el sistema de transmisión entre las subestaciones Tingo María y Vizcarra → SST.
- La tercera zona, corresponde al sistema de transmisión entre las subestaciones Vizcarra y Paramonga Nueva → SPT.
- La cuarta zona, a la transformación 220/138 kV existente en la subestación Tingo María y el reactor inductivo en 220 kV → SPT.

Para determinar el SEA correspondiente a cada una de las zonas propuestas, se plantean alternativas de conexión (técnicamente factibles) y se elige a la de menor costo total en valor presente (VPN). Dicho costo, a su vez considera, los costos de inversión + operación y mantenimiento + pérdidas.

3.4.1. COSTOS DE INVERSIÓN

Sobre la base de los costos modulares definidos por el OSINERGMIN³, se determinan los costos de inversión en cada una de las alternativas

³ Resolución N° 343-2008-OS/CD que aprueba la "Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión".

propuestas. En los Cuadros N° 3.4-1 y 3.4-2, se muestran los costos modulares utilizados en el estudio.

Cuadro N° 3.4-1.: Costos Modulares de Líneas de Transmisión – 220 kV (\$US/Km)

Módulos 220 kV - Doble Terna		
Código	Sección (mm ²)	US\$/km
LT-220SIR1TAD2C2726A	726	179 844.2
LT-220SIR1TAD2C2592A	592	163 383.6

Módulos 220 kV - Simple Terna		
Código	Sección (mm ²)	US\$/km
LT-220SIR1TAS2C2726A	726	117 018.3
LT-220SIR1TAS2C2592A	592	107 474.9

Cuadro N° 3.4-2.: Costos Modulares de Líneas de Transmisión – 138 kV (\$US/Km)

Módulos 138 kV - Doble Terna		
Código	Sección (mm ²)	US\$/km
LT-138SIR2TAD1C2400A	400	132 362.1
LT-138SIR2TAD1C2315A	315	121 089.0

Utilizando dichos costos modulares se determinan las inversiones totales para todo el horizonte de análisis.

Luego, se determina el Valor Presente de las inversiones, considerando una tasa de retorno del 12% anual y un horizonte de 30 años. Para el caso de instalaciones cuya vida útil es menor a 30 años, se considera un valor residual, la cual es calculada utilizando el método de depreciación lineal.

3.4.2. COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Calculados, según los porcentajes aprobados por OSINERGMIN⁴ y que se muestran en el Cuadros N° 3.4-3.

Cuadro N° 3.4-3.: Costos de Operación y Mantenimiento (%)

REGIÓN	TENSIÓN	% COyM
COSTA	MAT	3,41%
	AT	3,32%
	MT	3,71%
SIERRA	MAT	2,95%
	AT	3,19%
	MT	4,48%
SELVA	MAT	3,26%
	AT	3,23%
	MT	4,69%

En base a dichos porcentajes, se determina el costo de de operación y mantenimiento para todo el horizonte en análisis.

Luego, se determina el Valor Presente Neto del costo de de operación y mantenimiento, considerando una tasa de retorno del 12% anual y un horizonte de 30 años.

3.4.3. COSTOS DE PÉRDIDAS

Para determinar el costo de las pérdidas se utilizan los precios en barra vigentes al 4 de Mayo del 2008. En base a dichos costos se determinan los cargos por potencia (CP) y energía (CE) en cada una de las barras analizadas.

En base a dichos precios y considerando las pérdidas obtenidas en cada alternativa analizada, se determina el costo de las pérdidas para todo el horizonte en análisis.

⁴ Resolución N° 0635-2007-OS/CD que aprueba los "Porcentajes para Determinar el Costo anual Estándar de Operación y Mantenimiento de las Instalaciones de Transmisión

Luego, se calcula el Valor Presente del Costos de Pérdidas, considerando una tasa de retorno del 12% anual y un horizonte de 30 años.

3.5. PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS

Para el desarrollo del SEA, en las zonas 1, 2 y 3, a fin de no alterar la configuración del SEIN, se plantean dos alternativas de configuración. Dichas alternativas consideran lo siguiente:

- Alternativa 1, Línea de transmisión 220 kV en simple terna.
- Alternativa 2, Línea de transmisión 220 kV en doble terna.

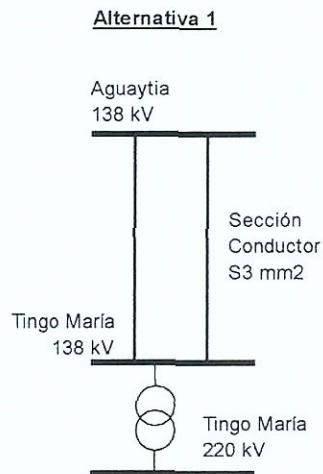
Para la zona 1, adicionalmente se analiza una tercera alternativa que consiste en un enlace en 138 kV, doble terna. Para la conexión al SEIN se considera una transformación de 138 a 220 kV.

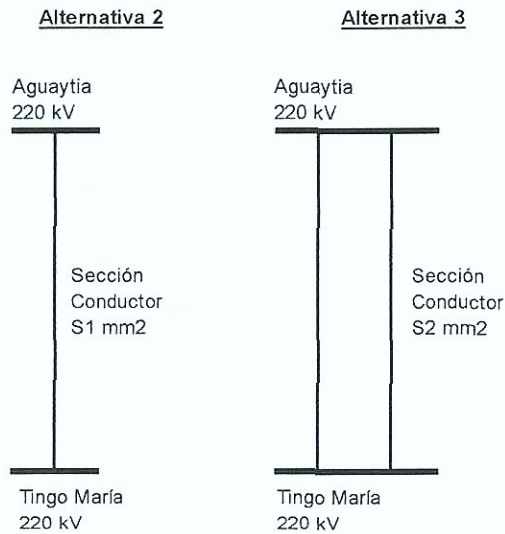
Previamente, sobre la base de los módulos estándar establecidos por el OSINERGMIN, en cada alternativa se determina el calibre óptimo de los conductores.

3.5.1. SEA ZONA 1

Las alternativas propuestas se muestran en el Esquema N° 2:

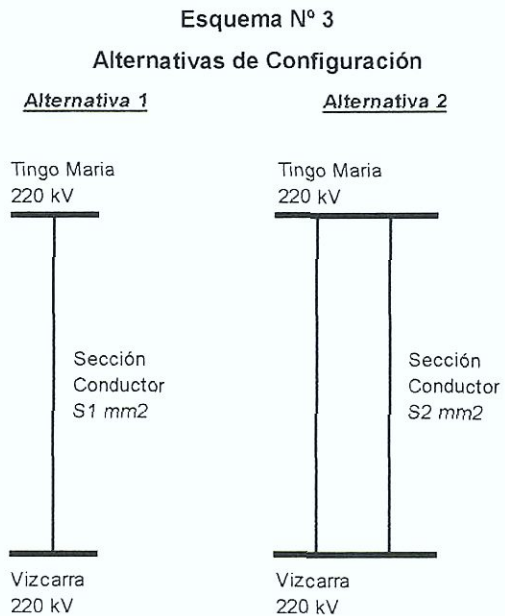
Esquema N° 2
Alternativas de Configuración





3.5.2. SEA ZONA 2

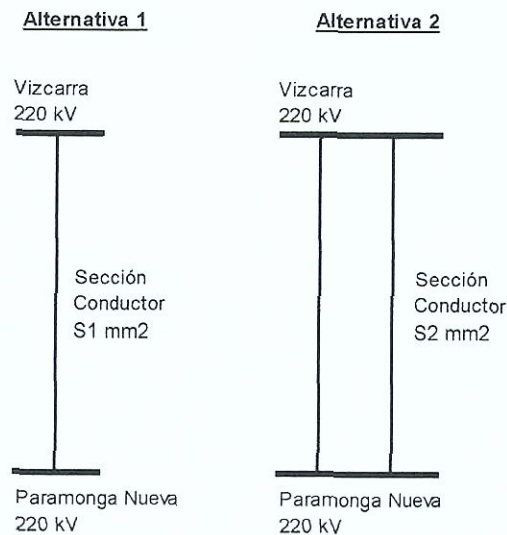
Las alternativas propuestas se muestran en el Esquema N° 3:



3.5.3. SEA ZONA 3

Las alternativas propuestas se muestran en el Esquema N° 4:

Esquema N° 4
Alternativas de Configuración



3.6. DETERMINACIÓN DEL SEA

3.6.1. DETERMINACIÓN DEL SEA: ZONA 1

ALTERNATIVAS

Para determinar el SEA de la zona 1 del SST de ETESELVA, se plantean tres (3) alternativas de configuración:

- Alternativa 1: Desarrollo de la transmisión en 138 kV hasta el punto de conexión al SEIN, a través de una línea de transmisión en doble terna. Para la conexión al SEIN se considera una transformación de 138 a 220 kV.
- Alternativa 2: Desarrollo de la transmisión en 220 kV hasta el punto de conexión al SEIN, a través de una línea de transmisión en simple terna.
- Alternativa 3: Desarrollo de la transmisión en 220 kV hasta el punto de conexión al SEIN, a través de una línea de transmisión en doble terna.

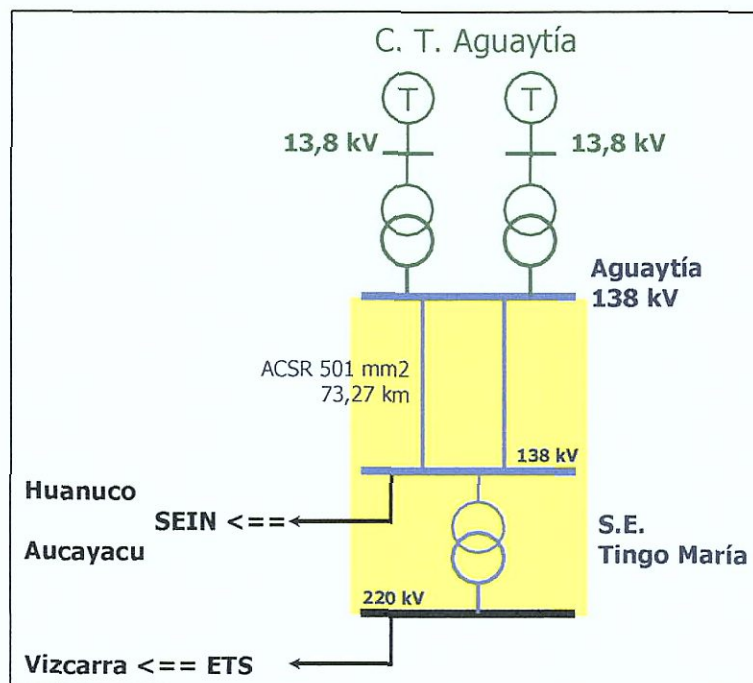
A Alternativa 1

Esta alternativa considera el siguiente equipamiento modular: (Esquema N° 5)

- ◆ Un enlace doble terna 138 kV entre las subestaciones Aguaytía y Tingo María (73 km),
- ◆ Equipamiento de un auto-transformador de 138/220 KV – 150 MVA.
- ◆ Dos celdas de línea 138 kV en la SET Aguaytía
- ◆ Dos celdas de línea 138 kV en la SET Tingo María
- ◆ Una celda de transformación 220 kV y,
- ◆ Una celda de transformación 138 kV.

Esquema N° 5

Configuración de Alternativa N° 1 – Zona 1



Para esta alternativa, la sección óptima del conductor resultante es de 501 mm². El detalle del cálculo se muestra en el Anexo N° 2.

Sin embargo, dado que dicho módulo (conductor de 501 mm²) no está definida por el OSINERGMIN, para el presente análisis se considera uno de 400 mm².

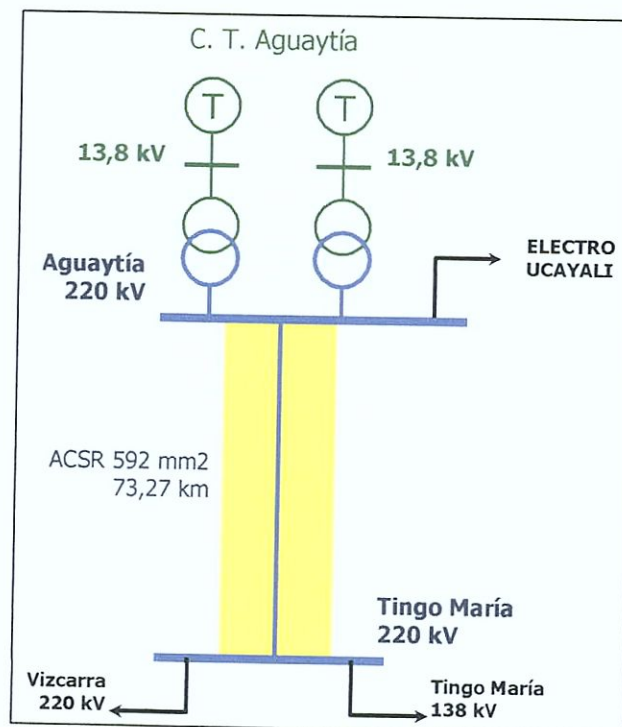
B Alternativa 2

Esta alternativa considera lo siguiente: (Esquema N° 6)

- ◆ Un enlace simple terna 220 kV entre las subestaciones Aguaytía y Tingo María (73 km)
- ◆ Una celda de línea 220 kV en la SET Aguaytía
- ◆ Una celda de línea 220 kV en la SET Tingo María

Esquema N° 6

Configuración de Alternativa N° 2 – Zona 1



Para esta alternativa, la sección óptima del conductor resultante es de 592 mm². El detalle del cálculo se muestra en el Anexo N° 2.

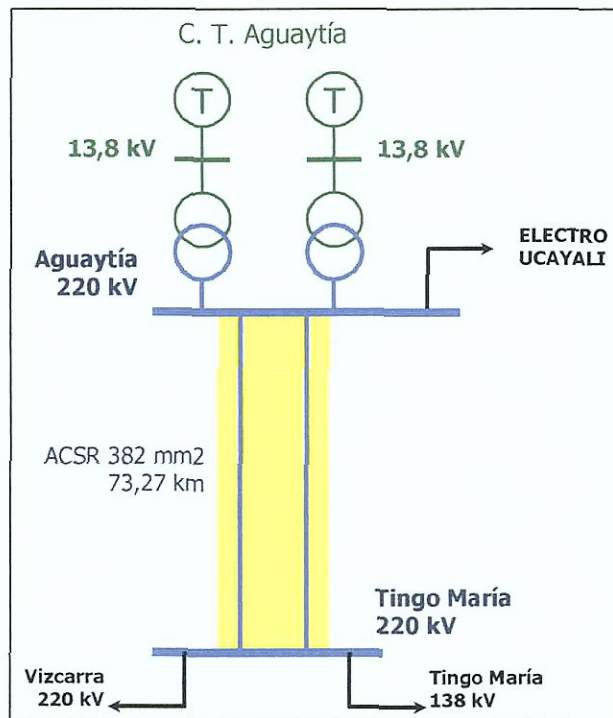
C Alternativa 3

Esta alternativa considera lo siguiente: (Esquema N° 7)

- ◆ Un enlace doble terna 220 kV entre las subestaciones Aguaytía y Tingo María (73 km)
- ◆ Dos celdas de línea 220 kV en la SET Aguaytía
- ◆ Dos celdas de línea 220 kV en la SET Tingo María

Esquema N° 7

Configuración de Alternativa N° 3 – Zona 1



Para esta alternativa, la sección óptima del conductor resultante es de 382 mm². El detalle del cálculo se muestra en el Anexo N° 2.

Sin embargo, dado que dicho módulo (conductor de 382 mm²) no está definido por el OSINERGMIN, para el presente análisis se considera uno de 592 mm².

EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS

La definición del SEA (alternativa de mínimo costo), resulta de un análisis que consiste en comparar técnica y económicamente las tres alternativas planteadas. Para tal propósito, para cada una de las alternativas, se determina:

- Costo de Inversión,
- Costo de operación y mantenimiento y,
- Costo de Pérdidas.

A Costos de inversión

Para determinar los costos de inversión se utiliza la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión publicados por OSINERGMIN.

En el Cuadro N° 3.6-1 se muestran las inversiones en cada una de las alternativas planteadas.

Cuadro N° 3.6-1.: Costos de Inversión (Miles US\$)

Alternativa 1:

Item.	Descripción	Unidad	Cantidad	Costo (Miles US\$)	
				Unitario	Parcial
Subestaciones					
S.E. Aguaytía					
1	Celda de línea 138 kV	Cjto.	2	215,8	431,6
S.E. Tingo María					
2	Celda de línea 138 kV	Cjto.	2	215,8	431,6
3	Celda de transformador 220 kV	Cjto.	1	263,3	263,3
4	Transformador de potencia 220/138 kV - 180 MVA	Cjto.	1	760,6	760,6
5	Celda de transformador 138 kV	Cjto.	1	137,5	137,5
Líneas de Transmisión					
6	Aguaytía - Tingo María 138 kV - Doble Terna	km	73,267	132,4	9 697,8
Costo Total					11 722,3

Alternativa 2:

Item.	Descripción	Unidad	Cantidad	Costo (Miles US\$)	
				Unitario	Parcial
Subestaciones					
	S.E. Aguaytía				
1	Celda de línea 220 kV	Cjto.	1	332,6	332,6
	S.E. Tingo María				
2	Celda de línea 220 kV	Cjto.	1	332,6	332,6
Líneas de Transmisión					
3	Aguaytía - Tingo María 220 kV - Simple Terna	km	73,267	107,5	7 874,4
Costo Total					8 539,6

Alternativa 3:

Item.	Descripción	Unidad	Cantidad	Costo (Miles US\$)	
				Unitario	Parcial
Subestaciones					
	S.E. Aguaytía				
1	Celda de línea 220 kV	Cjto.	2	332,6	665,2
	S.E. Tingo María				
2	Celda de línea 220 kV	Cjto.	2	332,6	665,2
Líneas de Transmisión					
3	Aguaytía - Tingo María 220 kV - Doble Terna	km	73,267	163,4	11 970,6
Costo Total					13 301,1

B Costos de Operación y Mantenimiento

Calculado según los porcentajes aprobados en Resolución OSINERMIN N° 0635-2007-OS/CD. En el Cuadro N° 3.6-2 se muestran los costos de operación y mantenimiento de cada una de las alternativas planteadas.

Cuadro N° 3.6-2.: Costos de Operación y Mantenimiento (Miles US\$)

Alternativa 1:

Item.	Descripción	Unidad	Cantidad	COyM (Miles US\$)
Subestaciones				
S.E. Aguaytía				
1	Celda de línea 138 kV	Cjto.	2	14,1
S.E. Tingo María				
2	Celda de línea 138 kV	Cjto.	2	14,1
3	Celda de transformador 220 kV	Cjto.	1	8,6
4	Transformador de potencia 220/138 kV - 180 MVA	Cjto.	1	24,8
5	Celda de transformador 138 kV	Cjto.	1	4,5
Líneas de Transmisión				
6	Aguaytía - Tingo María 138 kV - Doble Terna	km	73,267	316,1
Costo Total				382,1

Alternativa 2:

Item.	Descripción	Unidad	Cantidad	COyM (Miles US\$)
Subestaciones				
S.E. Aguaytía				
1	Celda de línea 220 kV	Cjto.	1	10,8
S.E. Tingo María				
2	Celda de línea 220 kV	Cjto.	1	10,8
Líneas de Transmisión				
3	Aguaytía - Tingo María 220 kV - Simple Terna	km	73,267	256,7
Costo Total				278,4

Alternativa 3:

Item.	Descripción	Unidad	Cantidad	COyM (Miles US\$)
Subestaciones				
S.E. Aguaytía				
1	Celda de línea 220 kV	Cjto.	2	21,7
S.E. Tingo María				
2	Celda de línea 220 kV	Cjto.	2	21,7
Líneas de Transmisión				
3	Aguaytía - Tingo María 220 kV - Doble Terna	km	73,267	390,2
Costo Total				433,6

C Costos de Pérdidas

Las pérdidas obtenidas en cada una de las alternativas planteadas se muestran en el Cuadro N° 3.6-3.

Cuadro N° 3.6-3.: Pérdidas de Potencia y Energía

Año	Alternativa 1		Alternativa 2		Alternativa 3	
	MW	MWh	MW	MWh	MW	MWh
1	3,07	11 605,98	1,53	5 802,99	1,81	6 846,46
2	3,07	11 605,98	1,53	5 802,99	1,81	6 846,46
3	3,07	11 605,98	1,53	5 802,99	1,81	6 846,46
4	3,07	11 605,98	1,53	5 802,99	1,81	6 846,46
5	3,07	11 605,98	1,53	5 802,99	1,81	6 846,46
6	3,07	11 605,98	1,53	5 802,99	1,81	6 846,46
7	3,07	11 605,98	1,53	5 802,99	1,81	6 846,46
8	3,07	11 605,98	1,53	5 802,99	1,81	6 846,46
9	3,07	11 605,98	1,53	5 802,99	1,81	6 846,46
10	3,07	11 605,98	1,53	5 802,99	1,81	6 846,46
15	3,07	11 605,98	1,53	5 802,99	1,81	6 846,46
20	3,07	11 605,98	1,53	5 802,99	1,81	6 846,46
25	3,07	11 605,98	1,53	5 802,99	1,81	6 846,46
30	3,07	11 605,98	1,53	5 802,99	1,81	6 846,46

Para determinar el costo de las pérdidas se utilizan los precios en barra vigentes al 1 de octubre de 2008. Para éste caso se utilizaron los precios correspondientes a la barra de Tingo María 220 kV. En base a dichos costos se determinan los cargos por potencia (CP) y energía (CE) en dicha barra⁵. Ver Cuadro N° 3.6-4.

Cuadro N° 3.6-4.: Precio en Barra Tingo María

PEBP =	13,34 ctm. S./kWh	4,47 ctv. US\$/kWh
PEBF =	9,73 ctm. S./kWh	3,26 ctv. US\$/kWh
PPB =	19,77 S./kW-mes	6,63 US\$/kW-mes

Barra	CP (US\$/KW-Año)	CE (US\$/MWh)
Tingo María	79,52	35,13

⁵ El tipo de cambio considerado fue de 2,746 nuevos soles por cada unidad de dólar

En base a dichos precios y considerando las pérdidas obtenidas en cada alternativa, se determina el costo de las pérdidas de cada una de ellas para el horizonte en análisis. En el Cuadro N° 3.6-5 se muestran los resultados obtenidos.

Cuadro N° 3.6-5.: Costos de Pérdidas (Miles US\$)

Año	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
1	651,6	325,8	1 232,8
2	651,6	325,8	1 232,8
3	651,6	325,8	1 232,8
4	651,6	325,8	1 232,8
5	651,6	325,8	1 232,8
10	651,6	325,8	1 232,8
15	651,6	325,8	1 232,8
20	651,6	325,8	1 232,8
25	651,6	325,8	1 232,8
30	651,6	325,8	1 232,8
VNA (12%)	5 249,2	2 624,6	9 930,2

COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS

En el cuadro N° 3.6-6 se muestra la comparación económica de las tres alternativas. De dicho cuadro se observa que la alternativa en Simple Terna 220 kV es la más conveniente en el sistema de transmisión de la zona 1.

Cuadro N° 3.6-6.: Comparación de Alternativas (Miles US\$)

	CI	COyM	Pérdidas	Costo Total
Alternativa 1	11 729,1	3 080,1	5 249,2	20 058,3
Alternativa 2	8 539,9	2 242,6	2 624,6	13 407,0
Alternativa 3	13 301,6	3 493,0	9 930,2	26 724,8

El detalle de cada alternativa se muestra en los Cuadros N° 3.6-7, 3.6-8 y 3.6-9.

Cuadro Nº 3.6-7.: Costo Total de Alternativa 1 (Miles US\$)

Año	CI	COyM	Pérdidas	Costo Total
0	11 729,1			11 729,1
1		382,4	651,6	1 034,0
2		382,4	651,6	1 034,0
3		382,4	651,6	1 034,0
4		382,4	651,6	1 034,0
5		382,4	651,6	1 034,0
6		382,4	651,6	1 034,0
7		382,4	651,6	1 034,0
8		382,4	651,6	1 034,0
9		382,4	651,6	1 034,0
10		382,4	651,6	1 034,0
15		382,4	651,6	1 034,0
20		382,4	651,6	1 034,0
25		382,4	651,6	1 034,0
30		382,4	651,6	1 034,0

Valor Presente (tasa descuento = 12%):	20 058,3
--	----------

Cuadro Nº 3.6-8.: Costo Total de Alternativa 2 (Miles US\$)

Año	CI	COyM	Pérdidas	Costo Total
0	8 539,9			8 539,9
1		278,4	325,8	604,2
2		278,4	325,8	604,2
3		278,4	325,8	604,2
4		278,4	325,8	604,2
5		278,4	325,8	604,2
6		278,4	325,8	604,2
7		278,4	325,8	604,2
8		278,4	325,8	604,2
9		278,4	325,8	604,2
10		278,4	325,8	604,2
15		278,4	325,8	604,2
20		278,4	325,8	604,2
25		278,4	325,8	604,2
30		278,4	325,8	604,2

Valor Presente (tasa descuento = 12%):	13 407,0
--	----------

Cuadro N° 3.6-9.: Costo Total de Alternativa 3 (Miles US\$)

Año	CI	COyM	Pérdidas	Costo Total
0	13 301,6			13 301,6
1		433,6	1 232,8	1 666,4
2		433,6	1 232,8	1 666,4
3		433,6	1 232,8	1 666,4
4		433,6	1 232,8	1 666,4
5		433,6	1 232,8	1 666,4
6		433,6	1 232,8	1 666,4
7		433,6	1 232,8	1 666,4
8		433,6	1 232,8	1 666,4
9		433,6	1 232,8	1 666,4
10		433,6	1 232,8	1 666,4
15		433,6	1 232,8	1 666,4
20		433,6	1 232,8	1 666,4
25		433,6	1 232,8	1 666,4
30		433,6	1 232,8	1 666,4
Valor Presente (tasa descuento = 12%):				26 724,8

3.6.2. DETERMINACIÓN DEL SEA: ZONA 2

ALTERNATIVAS

Para determinar el SEA de la zona 2 del SST de ETESELVA, se plantean dos (2) alternativas de configuración:

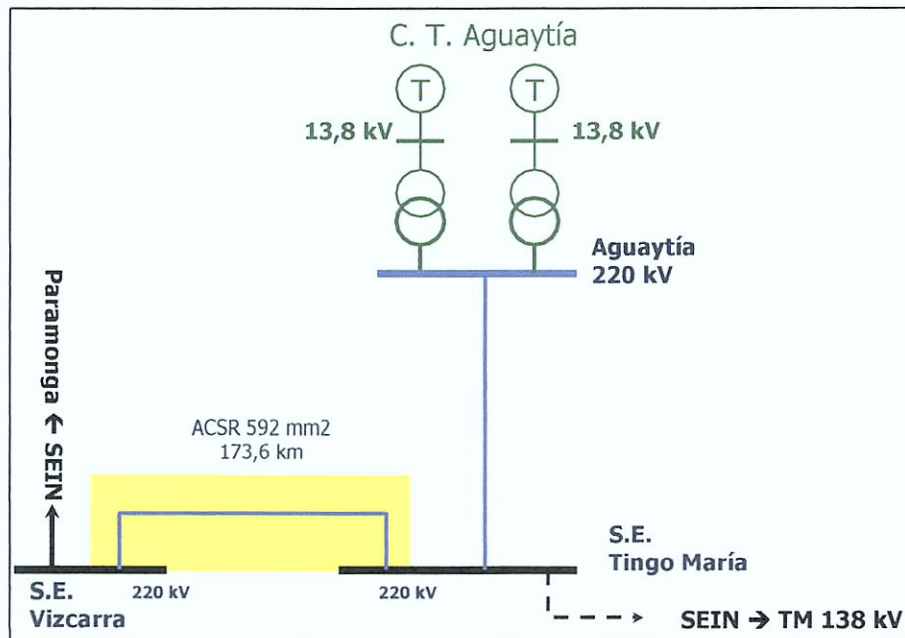
- Alternativa 1: Desarrollo de la transmisión en 220 kV hasta el punto de conexión al SEIN, a través de una línea de transmisión en simple terna.
- Alternativa 2: Desarrollo de la transmisión en 220 kV hasta el punto de conexión al SEIN, a través de una línea de transmisión en doble terna.

A Alternativa 1

Esta alternativa considera lo siguiente: (Esquema N° 8)

- ◆ Un enlace simple terna 220 kV entre las subestaciones Tingo María y Vizcarra (173,6 km)
- ◆ Una celda de línea 220 kV en la SET Tingo María
- ◆ Una celda de línea 220 kV en la SET Vizcarra

Esquema N° 8
Configuración de Alternativa N° 1 – Zona 2



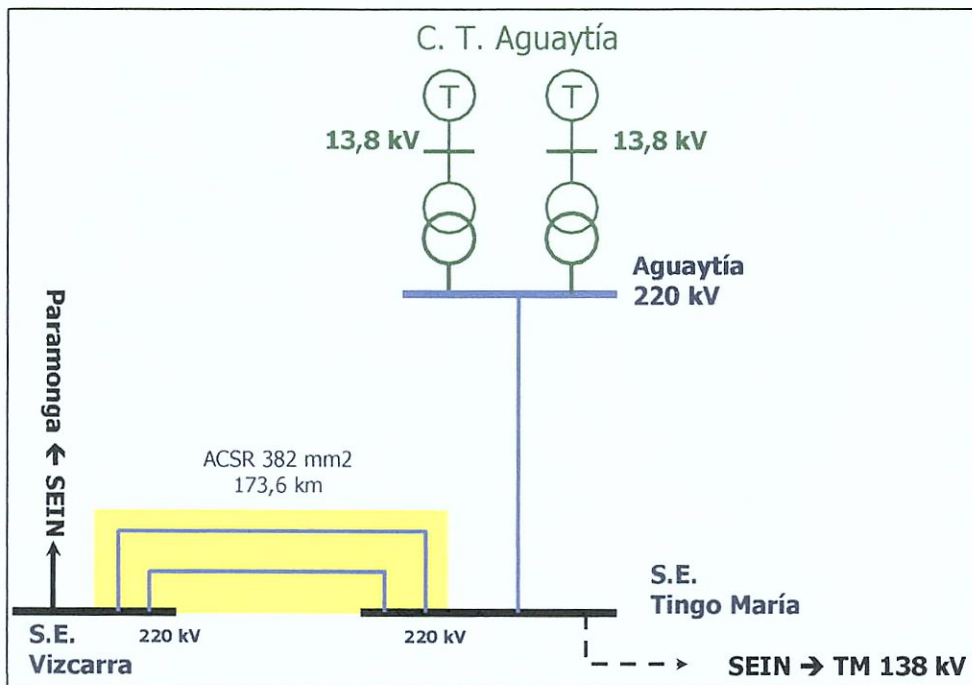
Para esta alternativa, la sección óptima del conductor resultante es de 592 mm². El detalle del cálculo se muestra en el Anexo N° 2.

B Alternativa 2

Esta alternativa considera lo siguiente: (Esquema N° 9)

- ◆ Un enlace doble terna 220 kV entre las subestaciones Tingo María y Vizcarra (173,6 km)
- ◆ Dos celdas de línea 220 kV en la SET Tingo María
- ◆ Dos celdas de línea 220 kV en la SET Vizcarra

Esquema N° 9
Configuración de Alternativa N° 2 – Zona 2



Para esta alternativa, la sección óptima del conductor resultante es de 382 mm². El detalle del cálculo se muestra en el Anexo N° 2.

Sin embargo, dado que dicho módulo (conductor de 380 mm²) no está definida por el OSINERGMIN, para el presente análisis se considera uno de 592 mm².

EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS

La definición del SEA (alternativa de mínimo costo), resulta de un análisis que consiste en comparar técnica y económicamente las tres alternativas planteadas. Para tal propósito, para cada una de las alternativas, se determina:

- Costo de Inversión,
- Costo de operación y mantenimiento y,
- Costo de Pérdidas.

A Costos de inversión

Para determinar los costos de inversión se utiliza la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión publicados por OSINERGMIN.

En el Cuadro N° 3.6-10 se muestran las inversiones en cada una de las alternativas planteadas.

Cuadro N° 3.6-10.: Costos de Inversión (Miles US\$)

Alternativa 1:

Item.	Descripción	Unidad	Cantidad	Costo (Miles US\$)	
				Unitario	Parcial
Subestaciones					
	S.E. Tingo María				
1	Celda de línea 220 kV	Cjto.	1	332,7	332,7
	S.E. Paramonga Nueva				
2	Celda de línea 220 kV	Cjto.	1	332,7	332,7
Líneas de Transmisión					
3	Tingo María - Paramonga Nueva 220 kV - ST	km	173,476	107,5	18 644,3
Costo Total					19 309,8

Alternativa 2:

Item.	Descripción	Unidad	Cantidad	Costo (Miles US\$)	
				Unitario	Parcial
Subestaciones					
	S.E. Tingo María				
1	Celda de línea 220 kV	Cjto.	2	332,7	665,5
	S.E. Paramonga Nueva				
2	Celda de línea 220 kV	Cjto.	2	332,7	665,5
Líneas de Transmisión					
3	Tingo María - Paramonga Nueva 220 kV - DT	km	173,476	163,4	28 343,1
Costo Total					29 674,1

B Costos de Operación y Mantenimiento

Calculado según los porcentajes aprobados en Resolución OSINERMIN N° 0635-2007-OS/CD. En el Cuadro N° 3.6-11 se muestran los costos de operación y mantenimiento de cada una de las alternativas planteadas.

Cuadro N° 3.6-11.: Costos de Operación y Mantenimiento (Miles US\$)

Alternativa 1:

Item.	Descripción	Unidad	Cantidad	COyM (Miles US\$)
Subestaciones				
S.E. Tingo María				
1	Celda de línea 220 kV	Cjto.	1	10,8
S.E. Paramonga Nueva				
2	Celda de línea 220 kV	Cjto.	1	10,8
Líneas de Transmisión				
3	Tingo María - Paramonga Nueva 220 kV - ST	km	173,476	607,8
Costo Total				629,5

Alternativa 2:

Item.	Descripción	Unidad	Cantidad	COyM (Miles US\$)
Subestaciones				
S.E. Tingo María				
1	Celda de línea 220 kV	Cjto.	2	21,7
S.E. Paramonga Nueva				
2	Celda de línea 220 kV	Cjto.	2	21,7
Líneas de Transmisión				
3	Tingo María - Paramonga Nueva 220 kV - DT	km	173,476	924,0
Costo Total				967,4

C Costos de Pérdidas

Las pérdidas obtenidas en cada una de las alternativas planteadas se muestran en el Cuadro N° 3.6-12.

Cuadro N° 3.6-12.: Pérdidas de Potencia y Energía

Año	Alternativa 1		Alternativa 2	
	MW	MWh	MW	MWh
1	2,27	12 315,19	1,14	6 157,60
2	2,27	12 315,19	1,14	6 157,60
3	2,27	12 315,19	1,14	6 157,60
4	2,27	12 315,19	1,14	6 157,60
5	2,27	12 315,19	1,14	6 157,60
6	2,27	12 315,19	1,14	6 157,60
7	2,27	12 315,19	1,14	6 157,60
8	2,27	12 315,19	1,14	6 157,60
9	2,27	12 315,19	1,14	6 157,60
10	2,27	12 315,19	1,14	6 157,60
15	2,27	12 315,19	1,14	6 157,60
20	2,27	12 315,19	1,14	6 157,60
25	2,27	12 315,19	1,14	6 157,60
30	2,27	12 315,19	1,14	6 157,60

Para determinar el costo de las pérdidas se utilizan los precios en barra vigentes al 1 de octubre de 2008. Para éste caso se utilizaron los precios correspondientes a la barra de Vizcarra 220 kV. En base a dichos costos se determinan los cargos por potencia (CP) y energía (CE) en dicha barra⁶. Ver Cuadro N° 3.3-13.

Cuadro N° 3.6-13.: Precio en Barra Vizcarra

PEBP =	13,66 ctm. S/./kWh	4,58 ctv. US\$/kWh
PEBF =	9,99 ctm. S/./kWh	3,35 ctv. US\$/kWh
PPB =	19,90 S/./kW-mes	6,67 US\$/kW-mes

Barra	CP (US\$/KW-Año)	CE (US\$/MWh)
Vizcarra	80,04	36,05

⁶ El tipo de cambio considerado fue de 2,80 nuevos soles por cada unidad de dólar

En base a dichos precios y considerando las pérdidas obtenidas en cada alternativa, se determina el costo de las pérdidas de cada una de ellas para el horizonte en análisis. En el Cuadro N° 3.6-14 se muestran los resultados obtenidos.

Cuadro N° 3.6-14.: Costos de Pérdidas (Miles US\$)

Año	Alternativa 1	Alternativa 2
1	625,8	312,9
2	625,8	312,9
3	625,8	312,9
4	625,8	312,9
5	625,8	312,9
10	625,8	312,9
15	625,8	312,9
20	625,8	312,9
25	625,8	312,9
30	625,8	312,9
VNA (12%)	5 041,0	2 520,5

COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS

En el Cuadro N° 3.6-15 se muestra la comparación económica de las tres alternativas. De dicho cuadro se observa que la alternativa en Simple Terna 220 kV es la más conveniente en el sistema de transmisión de la zona 2.

Cuadro N° 3.6-15.: Comparación de Alternativas (Miles US\$)

	CI	COyM	Pérdidas	Costo Total
Alternativa 1	19 309,8	5 070,7	5 041,0	29 421,5
Alternativa 2	29 674,1	7 792,4	2 520,5	39 987,0

El detalle de cada alternativa se muestra en los Cuadros N° 3.6-16 y 3.6-17.

Cuadro Nº 3.6-16.: Costo Total de Alternativa 1 (Miles US\$)

Año	CI	COyM	Pérdidas	Costo Total
0	19 309,8			19 309,8
1		629,5	625,8	1 255,3
2		629,5	625,8	1 255,3
3		629,5	625,8	1 255,3
4		629,5	625,8	1 255,3
5		629,5	625,8	1 255,3
6		629,5	625,8	1 255,3
7		629,5	625,8	1 255,3
8		629,5	625,8	1 255,3
9		629,5	625,8	1 255,3
10		629,5	625,8	1 255,3
15		629,5	625,8	1 255,3
20		629,5	625,8	1 255,3
25		629,5	625,8	1 255,3
30		629,5	625,8	1 255,3

Valor Presente (tasa descuento = 12%):	29 421,5
--	----------

Cuadro Nº 3.6-17.: Costo Total de Alternativa 2 (Miles US\$)

Año	CI	COyM	Pérdidas	Costo Total
0	29 674,1			29 674,1
1		967,4	312,9	1 280,3
2		967,4	312,9	1 280,3
3		967,4	312,9	1 280,3
4		967,4	312,9	1 280,3
5		967,4	312,9	1 280,3
6		967,4	312,9	1 280,3
7		967,4	312,9	1 280,3
8		967,4	312,9	1 280,3
9		967,4	312,9	1 280,3
10		967,4	312,9	1 280,3
15		967,4	312,9	1 280,3
20		967,4	312,9	1 280,3
25		967,4	312,9	1 280,3
30		967,4	312,9	1 280,3

Valor Presente (tasa descuento = 12%):	39 987,0
--	----------

3.6.3. DETERMINACIÓN DEL SEA: ZONA 3

ALTERNATIVAS

Para determinar el SEA de la zona 3 del SPT de ETESELVA, se plantean dos (2) alternativas de configuración:

- Alternativa 1: Desarrollo de la transmisión en 220 kV hasta el punto de conexión al SEIN, a través de una línea de transmisión en simple terna.
- Alternativa 2: Desarrollo de la transmisión en 220 kV hasta el punto de conexión al SEIN, a través de una línea de transmisión en doble terna.

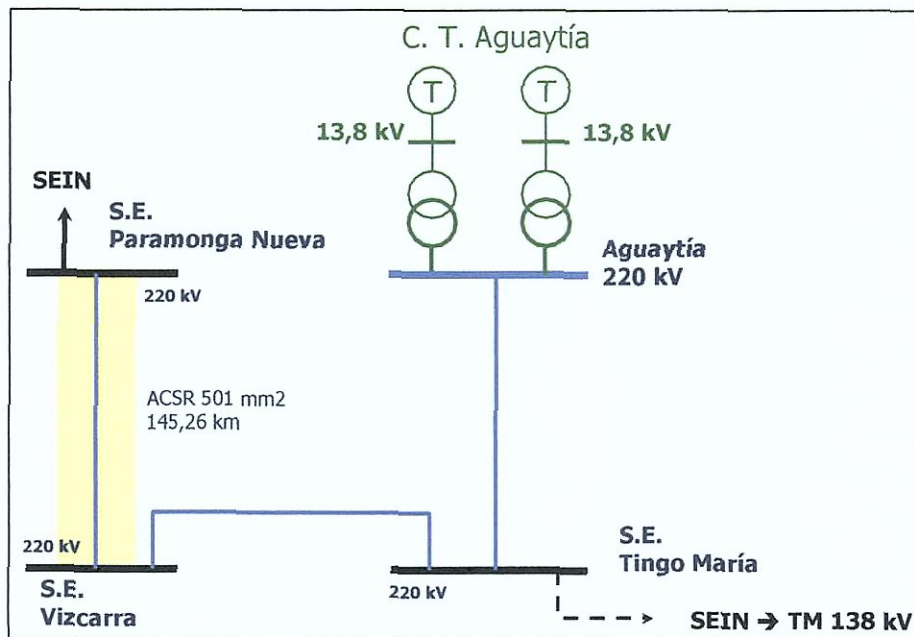
A Alternativa 1

Esta alternativa considera lo siguiente: (Esquema N° 10)

- ◆ Un enlace simple terna 220 kV entre las subestaciones Vizcarra y Paramonga Nueva (145,26 km)
- ◆ Una celda de línea 220 kV en la SET Vizcarra
- ◆ Una celda de línea 220 kV en la SET Paramonga Nueva

Esquema N° 10

Configuración de Alternativa N° 1 – Zona 3



Para esta alternativa, la sección óptima del conductor resultante es de 501 mm². El detalle del cálculo se muestra en el Anexo N° 2.

Sin embargo, dado que dicho módulo (conductor de 501 mm²) no está definida por el OSINERGMIN, para el presente análisis se considera uno de 592 mm².

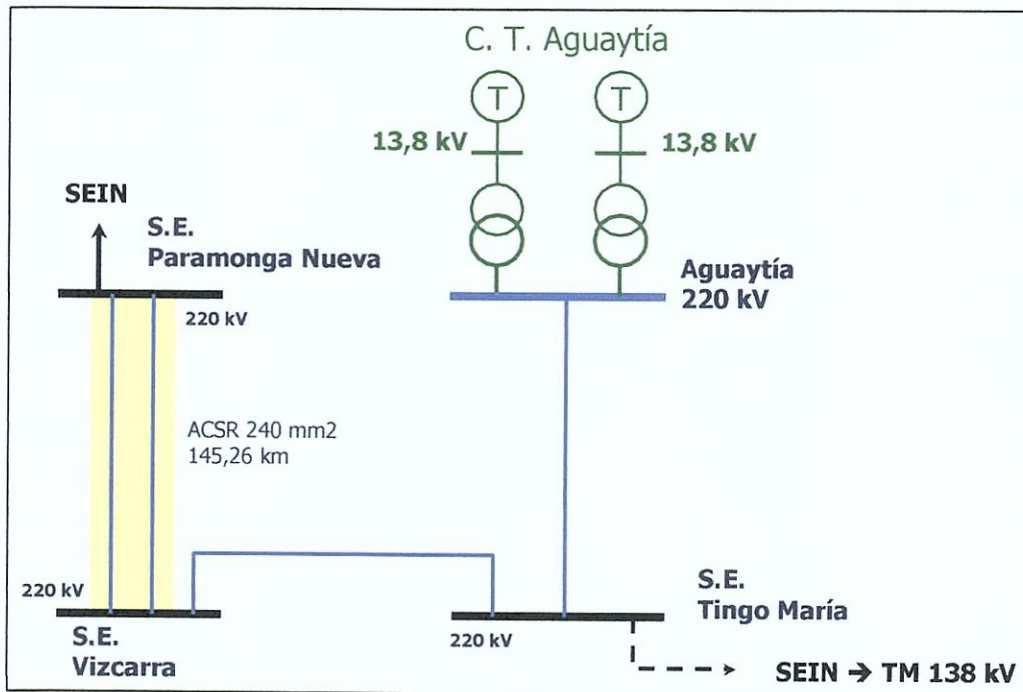
B Alternativa 2

Esta alternativa considera lo siguiente: (Esquema N° 11)

- ◆ Un enlace doble terna 220 kV entre las subestaciones Aguaytía y Tingo María (145,26 km)
- ◆ Dos celdas de línea 220 kV en la SET Vizcarra
- ◆ Dos celdas de línea 220 kV en la SET Paramonga Nueva

Esquema N° 11

Configuración de Alternativa N° 2 – Zona 3



Para esta alternativa, la sección óptima del conductor resultante es de 240 mm². El detalle del cálculo se muestra en el Anexo N° 2.

Sin embargo, dado que dicho módulo (conductor de 240 mm²) no está definida por el OSINERGMIN, para el presente análisis se considera uno de 592 mm².

EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS

La definición del SEA (alternativa de mínimo costo), resulta de un análisis que consiste en comparar técnica y económicamente las tres alternativas planteadas. Para tal propósito, para cada una de las alternativas, se determina:

- Costo de Inversión,
- Costo de operación y mantenimiento y,
- Costo de Pérdidas.

A Costos de inversión

Para determinar los costos de inversión se utiliza la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión publicados por OSINERGMIN.

En el Cuadro N° 3.6-18 se muestran las inversiones en cada una de las alternativas planteadas.

Cuadro N° 3.6-18.: Costos de Inversión (Miles US\$)

Item.	Descripción	Unidad	Cantidad	Costo (Miles US\$)	
				Unitario	Parcial
Subestaciones					
S.E. Tingo María					
1	Celda de línea 220 kV	Cjto.	1	332,7	332,7
S.E. Paramonga Nueva					
2	Celda de línea 220 kV	Cjto.	1	332,7	332,7
Líneas de Transmisión					
3	Tingo María - Paramonga Nueva 220 kV - ST	km	145,26	107,5	15 611,8
Costo Total					16 277,3

Item.	Descripción	Unidad	Cantidad	Costo (Miles US\$)	
				Unitario	Parcial
Subestaciones					
S.E. Tingo María					
1	Celda de línea 220 kV	Cjto.	2	332,7	665,5
S.E. Paramonga Nueva					
2	Celda de línea 220 kV	Cjto.	2	332,7	665,5
Líneas de Transmisión					
3	Tingo María - Paramonga Nueva 220 kV - DT	km	145,26	163,4	23 733,1
Costo Total					25 064,1

B Costos de Operación y Mantenimiento

Calculado según los porcentajes aprobados en Resolución OSINERMIN N° 0635-2007-OS/CD. En el Cuadro N° 3.6-19 se muestran los costos de operación y mantenimiento de cada una de las alternativas planteadas.

Cuadro N° 3.6-19.: Costos de Operación y Mantenimiento (Miles US\$)

Alternativa 1:

Item.	Descripción	Unidad	Cantidad	COyM (Miles US\$)
Subestaciones				
S.E. Tingo María				
1	Celda de línea 220 kV	Cjto.	1	10,8
S.E. Paramonga Nueva				
2	Celda de línea 220 kV	Cjto.	1	10,8
Líneas de Transmisión				
3	Tingo María - Paramonga Nueva 220 kV - ST	km	145,26	508,9
Costo Total				530,6

Alternativa 2:

Item.	Descripción	Unidad	Cantidad	COyM (Miles US\$)
Subestaciones				
S.E. Tingo María				
1	Celda de línea 220 kV	Cjto.	2	21,7
S.E. Paramonga Nueva				
2	Celda de línea 220 kV	Cjto.	2	21,7
Líneas de Transmisión				
3	Tingo María - Paramonga Nueva 220 kV - DT	km	145,26	773,7
Costo Total				817,1

C Costos de Pérdidas

Las pérdidas obtenidas en cada una de las alternativas planteadas se muestran en el Cuadro N° 3.6-20.

Cuadro N° 3.6-20.: Pérdidas de Potencia y Energía

Año	Alternativa 1		Alternativa 2	
	MW	MWh	MW	MWh
1	2,28	16 741,67	1,14	8 370,84
2	2,28	16 741,67	1,14	8 370,84
3	2,28	16 741,67	1,14	8 370,84
4	2,28	16 741,67	1,14	8 370,84
5	2,28	16 741,67	1,14	8 370,84
6	2,28	16 741,67	1,14	8 370,84
7	2,28	16 741,67	1,14	8 370,84
8	2,28	16 741,67	1,14	8 370,84
9	2,28	16 741,67	1,14	8 370,84
10	2,28	16 741,67	1,14	8 370,84
15	2,28	16 741,67	1,14	8 370,84
20	2,28	16 741,67	1,14	8 370,84
25	2,28	16 741,67	1,14	8 370,84
30	2,28	16 741,67	1,14	8 370,84

Para determinar el costo de las pérdidas se utilizan los precios en barra vigentes al 1 de octubre de 2008. Para éste caso se utilizaron los precios correspondientes a la barra de Vizcarra 220 kV. En base a dichos costos se determinan los cargos por potencia (CP) y energía (CE) en dicha barra⁷. Ver Cuadro N° 3.6-21.

Cuadro N° 3.6-21.: Precio en Barra Paramonga Nueva

PEBP =	10,08 ctm. S./kWh	3,38 ctv. US\$/kWh
PEBF =	7,95 ctm. S./kWh	2,66 ctv. US\$/kWh
PPB =	19,19 S./kW-mes	6,43 US\$/kW-mes

⁷ El tipo de cambio considerado fue de 2,80 nuevos soles por cada unidad de dólar

Barra	CP (US\$/KW-Año)	CE (US\$/MWh)
Paramonga Nueva	77,19	28,13

En base a dichos precios y considerando las pérdidas obtenidas en cada alternativa, se determina el costo de las pérdidas de cada una de ellas para el horizonte en análisis. En el Cuadro N° 3.6-22 se muestran los resultados obtenidos.

Cuadro N° 3.6-22.: Costos de Pérdidas (Miles US\$)

Año	Alternativa 1	Alternativa 2
1	647,3	323,6
2	647,3	323,6
3	647,3	323,6
4	647,3	323,6
5	647,3	323,6
10	647,3	323,6
15	647,3	323,6
20	647,3	323,6
25	647,3	323,6
30	647,3	323,6
VNA (12%)	5 213,9	2 606,9

COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS

En el Cuadro N° 3.6-23 se muestra la comparación económica de las tres alternativas. De dicho cuadro se observa que la alternativa en Simple Terna 220 kV es la más conveniente en el sistema de transmisión de la zona 2.

Cuadro N° 3.6-23.: Comparación de Alternativas (Miles US\$)

	CI	COyM	Pérdidas	Costo Total
Alternativa 1	16 277,3	4 274,4	5 213,9	25 765,6
Alternativa 2	25 064,1	6 581,8	2 606,9	34 252,8

El detalle de cada alternativa se muestra en los Cuadros N° 3.6-24 y 3.6-25.

Cuadro N° 3.6-24.: Costo Total de Alternativa 1 (Miles US\$)

Año	CI	COyM	Pérdidas	Costo Total
0	16 277,3			16 277,3
1		530,6	647,3	1 177,9
2		530,6	647,3	1 177,9
3		530,6	647,3	1 177,9
4		530,6	647,3	1 177,9
5		530,6	647,3	1 177,9
6		530,6	647,3	1 177,9
7		530,6	647,3	1 177,9
8		530,6	647,3	1 177,9
9		530,6	647,3	1 177,9
10		530,6	647,3	1 177,9
15		530,6	647,3	1 177,9
20		530,6	647,3	1 177,9
25		530,6	647,3	1 177,9
30		530,6	647,3	1 177,9

Valor Presente (tasa descuento = 12%):	25 765,6
--	----------

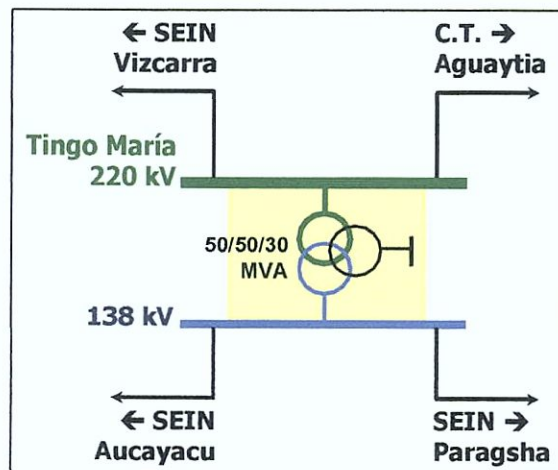
Cuadro N° 3.6-25.: Costo Total de Alternativa 2 (Miles US\$)

Año	CI	COyM	Pérdidas	Costo Total
0	25 064,1			25 064,1
1		817,1	323,6	1 140,7
2		817,1	323,6	1 140,7
3		817,1	323,6	1 140,7
4		817,1	323,6	1 140,7
5		817,1	323,6	1 140,7
6		817,1	323,6	1 140,7
7		817,1	323,6	1 140,7
8		817,1	323,6	1 140,7
9		817,1	323,6	1 140,7
10		817,1	323,6	1 140,7
15		817,1	323,6	1 140,7
20		817,1	323,6	1 140,7
25		817,1	323,6	1 140,7
30		817,1	323,6	1 140,7

3.6.4. DETERMINACIÓN DEL SEA: ZONA 4

La zona 4 de ETESELVA está comprendida por la transformación 220/138 kV en la subestación Tingo María. Ver Esquema N° 12.

Esquema N° 12
Configuración Existente - SPT de Zona 3



Para la definición del SEA se determina el equipamiento necesario para cubrir el flujo de potencia máximo que circulará a través de dichos transformadores en todo el horizonte de análisis (2009 – 2013).

El flujo de potencia máximo en dichos transformadores depende en gran parte de la inyección de potencia a través de la línea L-2251. Para ello, se realizan simulaciones de flujo de potencia, considerando la operación de los grupos térmicos de AGUAYTÍA. Los resultados obtenidos en las simulaciones se muestran en el Anexo 3.

El flujo de potencia obtenido en dicho transformador se muestra en el Cuadro N° 3.6-26.

Cuadro N° 3.6-26.: Flujo de Potencia Máximo del Transformador 220/138 kV (MW)

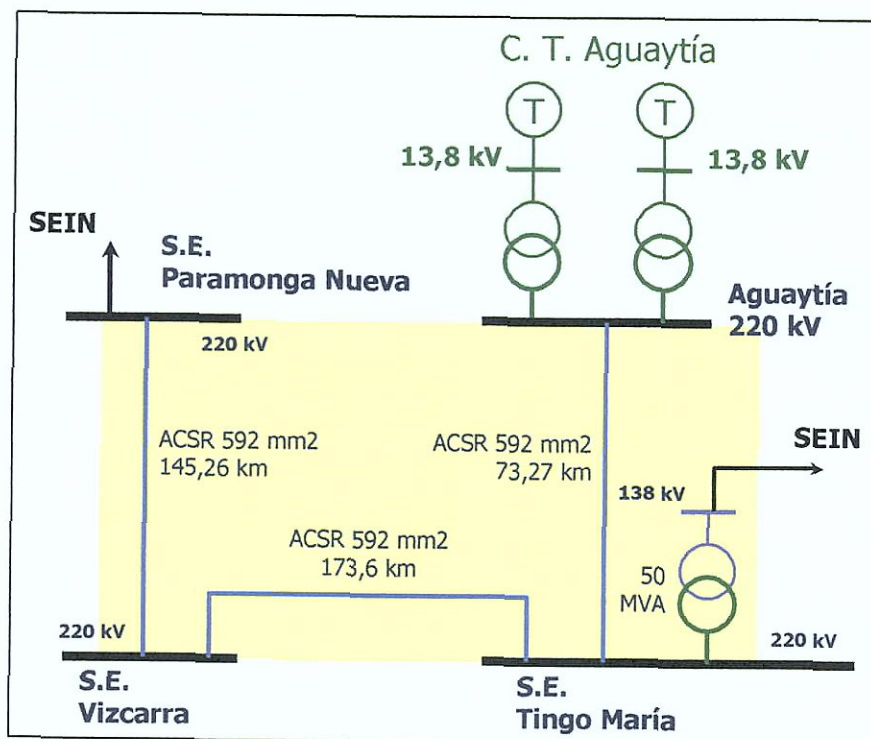
Año	Flujo de Potencia		
	MW	MVAR	MVA
2008	37.9	-8.0	38.7
2009	37.8	-7.1	38.5
2010	39.4	-7.4	40.1
2011	42.0	-6.5	42.5
2012	42.1	-5.2	42.4
2013	43.0	-3.7	43.2

Por lo tanto, bajo el principio de "Adaptación Económica", dicha subestación debe estar equipada por un transformador de 50 MVA.

3.7. RESULTADOS

Del análisis efectuado, el SEA correspondiente al sistema de transmisión de ETESELVA es el mostrado en el Esquema N° 13.

Esquema N° 13
SEA del SPT de ETESELVA



4. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO

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

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

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

4.1. METODOLOGÍA

La metodología seguida contempla las siguientes actividades:

- Determinación de módulos del Sistema Principal de Transmisión;
- Obtención de los costos de cada módulo; y

- Valorización de las inversiones.

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

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

4.1.1. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO

SUBESTACIONES

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

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

Las obras civiles están conformadas por los siguientes rubros:

- Bases de Equipos y Pórticos; y
- Canaletas.

Las obras electromecánicas están conformadas por los siguientes rubros:

- Equipos principales; y
- Equipos complementarios.

En los Formularios I-201 al I-222, se muestra la valorización de los módulos de subestaciones y en los Formulario I-401, el análisis de costos unitarios de los mismos.

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

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

Las obras civiles están conformadas por los siguientes rubros:

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

Las obras electromecánicas están conformadas por los siguientes rubros:

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

CENTRO DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES

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

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

Las obras electromecánicas están conformadas por los siguientes rubros:

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

4.2. COSTO DE LOS MÓDULOS

4.2.1. SUBESTACIONES

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

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

ARANCELES, GASTOS DE ADUANA Y SERVICIO LOCAL

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

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

De igual manera no se ha aplicado el IGV a los servicios locales es decir el 19 % a la supervisión de importación, más desaduanaje, más flete y seguro local.

En los Formularios I-201 al I-222, se muestra la valorización de los módulos de subestaciones y en los Formulario I-401, el análisis de costos unitarios de los mismos.

4.2.2. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

El montaje abarca las obras civiles y electromecánicas.

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

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

En los Formularios I-101, se muestra la valorización de los módulos de subestaciones y en los Formulario I-401, el análisis de costos unitarios de los mismos.

4.2.3. TELECOMUNICACIONES Y CENTRO DE CONTROL

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

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

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

En los Formularios I-301 al I-302, se muestra la valorización de los módulos de subestaciones y en los Formulario I-401, el análisis de costos unitarios de los mismos.

4.3. VALORIZACIÓN DEL SPT

4.3.1. SUBESTACIONES

CRITERIOS

- La valorización de las subestaciones se determina en base al número de módulos de cada subestación y al costo de cada módulo, de acuerdo a cómo están construidos actualmente.
- Los costos indirectos de las subestaciones, tales como, Ingeniería y Supervisión, Gastos Financieros y Gastos Administrativos y Utilidad, son costos que se han determinado según porcentajes determinados en estudios similares.

- Se ha considerado el área real para los componentes de las subestaciones, que contemplan el área requerida para el equipamiento y su eventual área libre, las áreas han sido determinadas de los planos de subestaciones..
- La determinación de los Costos Eficientes se ha evaluado considerando los componentes del sistema con los costos unitarios definidos anteriormente para los módulos.
- No se han incluido los costos correspondientes a las Celdas de línea de propiedad de ISA Perú S.A. instaladas en el año 2002 en las Subestaciones Vizcarra, Tingo María y Aguaytía, a éstas celda de línea no les corresponde *distribución de servicios auxiliares ni comunes*, por ser ampliación de instalaciones en las subestaciones con servicios auxiliares y comunes existentes.
- Los costos se reducen a costos en celdas de línea, transformador y reactor, y costo de transformadores, reactor y la inductancia a neutro, para cuyo efecto los otros costos son prorrateados entre las celdas teniendo el siguiente procedimiento:

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

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

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

En el Cuadro N° 4.3-1 se muestra el resumen de las valorizaciones de las subestaciones del Sistema Principal de Transmisión.

Cuadro N° 4.3-1.: Valorización de las Subestaciones – US \$

Subestaciones	Moneda Extranjera	Moneda Nacional	Costo Cobre	Total
TINGO MARÍA	1 837 914	4 404 662	128 031	6 370 606
VIZCARRA	422 185	1 034 006	14 373	1 470 564
PARAMONGA NUEVA	247 878	672 445	6 890	927 213
TOTAL SPT	2 507 977	6 111 113	149 294	8 768 383

El VNR de las Subestaciones del SPT de ETESELVA asciende a la suma de US \$ 8 768 383.

4.3.2. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

CRITERIOS

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

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

En el Cuadro N° 4.3-2 se muestra el resumen de las valorizaciones de las líneas de transmisión del Sistema Principal de Transmisión.

Cuadro N° 4.3-2.: Valorización de Líneas de Transmisión – US \$

Código	Tramo	Longitud (km)	M.N	M.E	Aluminio	Total
L-251	Sierra 0	36,58	4 623 286	1 240 260	577 723	6 441 270
L-252	Sierra 1	62,26	7 868 256	2 110 769	983 213	10 962 238
	Sierra 2	3,28	414 816	111 280	51 835	577 931
L-252	Costa	43,14	4 830 358	1 267 744	681 264	6 779 366
		145,26	17 736 716	4 730 053	2 294 035	24 760 805

El Valor Nuevo de Reemplazo del SPT de ETESELVA asciende a la suma de US \$ 24 760 805.

4.3.3. TELECOMUNICACIONES Y CENTRO DE CONTROL

CRITERIOS

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

El costo total de Telecomunicaciones y Centro de Control, se muestra en el Cuadro N° 4.3-3.

Cuadro N° 4.3-3.: Costo Total del Sistema de Telecomunicaciones de ETESELVA – US \$

TAMAÑO DE EMPRESA	MÓDULO	VALORIZACIÓN		TOTAL US\$
		M.N	M.E	
MEDIANA	TELMED	356 804	320 430	677 234
MEDIANA	CCMED	606 847	681 329	1 288 176
TOTAL TEL Y CC		963 651	1 001 759	1 965 410

ASIGNACIÓN DE LOS COSTOS A LOS SISTEMAS PRINCIPAL Y SECUNDARIO

En el Cuadro N° 4.3-4, se muestra la asignación de estos costos al Sistema Secundario o al Sistema Principal corresponde a la ponderación del Costo Medio de Inversión del Sistema Principal de Transmisión y Sistema Secundario de Transmisión.

Cuadro N° 4.3-4.: Asignación del Centro de Control y Telecomunicaciones al SPT

Sistema de Transmisión	CMI	% de Asignación	M.N	M.E	Total Módulo
			963 651	1 001 759	1 965 410
SST	7 976 055,91	47,63%	459 026	477 179	936 205
SPT	8 768 382,85	52,37%	504 625	524 581	1 029 206
TOTAL	16 744 438,76	100,00%			

El Costo Medio de Inversión del Centro de Control y Telecomunicaciones del SPT de ETESELVA asciende a la suma de US \$ 1 029 206.

4.3.4. INVERSIÓN NO ELÉCTRICO Y STOCK DE REPUESTO

INVERSIÓN NO ELÉCTRICAS

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

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

MOBILIARIO PARA LA SEDE

Se ha considerado como mobiliario el siguiente equipo la :

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

Estos montos se reparte según la asignación a la Transmisión y al Sistema Principal dando un total de US \$ 16 234.

MOVILIDAD PARA LA SEDE

Se ha considerado como movilidad tres camionetas:

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

Se considera una camioneta para cada Gerencia y se reparte según la asignación a la Transmisión y al Sistema Principal, resultando US \$ 30 431.

RESULTADO DE LA INVERSIÓN NO ELÉCTRICA

La Inversión no Eléctrica del SPT de ETESELVA asciende a US \$ 31 415.

STOCK DE REPUESTOS

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

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

El monto considerado para el SPT asciende a la suma de US \$ 717 155

4.4. VNR TOTAL DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

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

4.4.1. RESULTADO

El VNR del Sistema Principal de Transmisión de ETESELVA, se muestra en el Cuadro N° 4.4-1.

Cuadro N° 4.4-1.: Valorización del Sistema Principal de Transmisión

Instalaciones	VNR SST - ETESELVA				Total US \$
	Moneda Nacional	Moneda Extranjera	Aluminio	Cobre	
Líneas de Transmisión	2 507 977	6 111 113	-	149 294	8 768 383
Subestaciones	17 736 716	4 730 053	2 294 035	-	24 760 805
Centro de Control	317 781	356 784	-	-	674 565
Telecomunicaciones	186 844	167 796	-	-	354 640
Stock de Repuestos	102 265	594 446	20 444		717 155
CMI No Eléctrico	31 415				31 415
Total	20 882 997	11 960 193	2 314 479	149 294	35 306 963

CONCLUSIONES

- El Valor Nuevo de Reemplazo del Sistema Principal de Transmisión de ETESELVA, para las Subestaciones, Telecomunicación y Centro de Control y Líneas de Transmisión resulta en US\$ 35 306 963.
- El VNR No Eléctrica del Sistema Principal de Transmisión de ETESELVA asciende a US \$ 31 415
- El Costo de Stock de Repuestos del Sistema Principal de Transmisión de ETESELVA asciende a US \$ 717 155
- El costo resultante es concordante con instalaciones de las mismas características que las del sistema de ETESELVA, toda vez que corresponden a líneas y subestaciones en terrenos accidentados de la zona de sierra y selva, fundamentalmente.

5. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

5.1. COMPOSICIÓN DEL COSTO

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

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

El COyM se compone de la siguiente manera:

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

Donde:

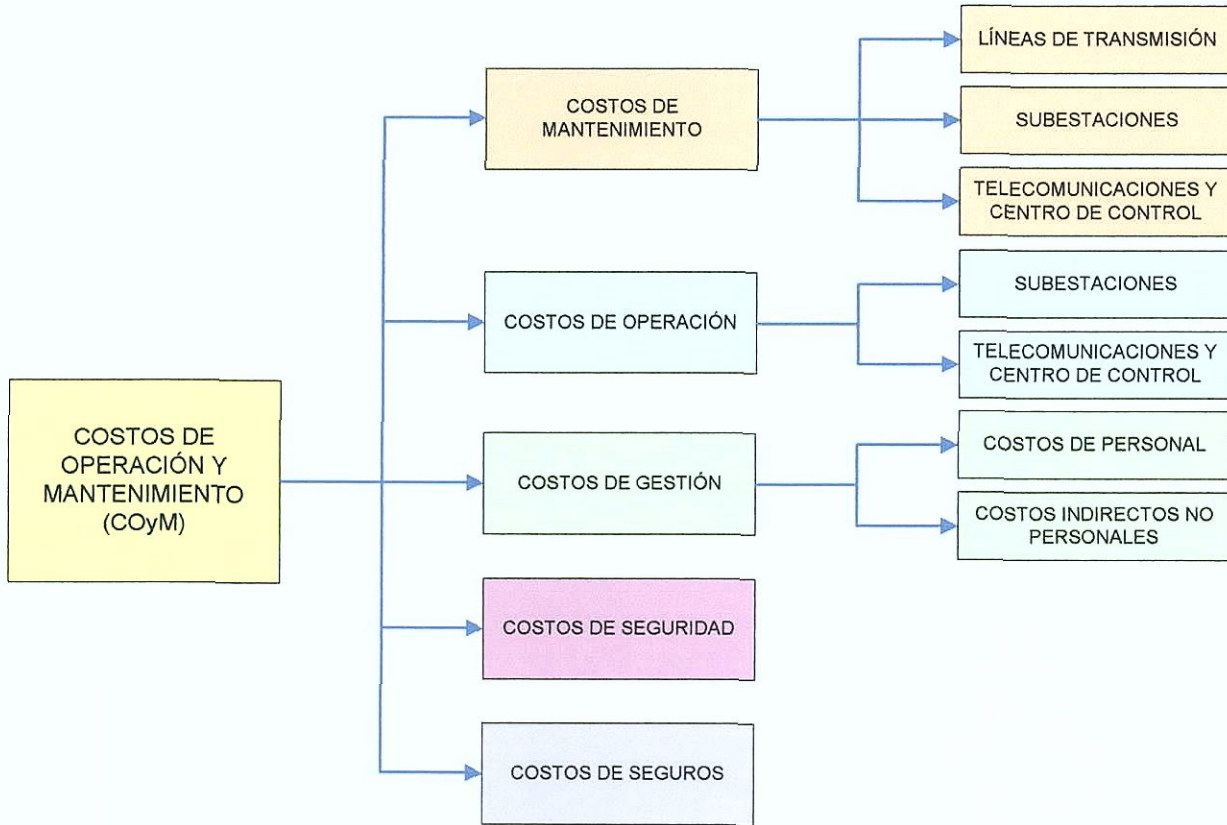
CM = Costo Directo de Mantenimiento (Mantenimiento de Líneas y Subestaciones, mantenimiento del Sistema de Telecomunicaciones y Centro de Control).

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

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

CS = Costo de Seguridad (Protección de Instalaciones)

Cs = Costo de Seguros



5.2. PREMISAS CONSIDERADAS PARA EL ESTUDIO

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

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

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

5.3. ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE MANTENIMIENTO BASADOS EN ACTIVIDADES

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

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

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

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

5.4. COMPONENTES DEL COYM

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

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

5.4.1. COSTO DE OPERACIÓN

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

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

5.4.2. COSTO DE MANTENIMIENTO

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

5.4.3. COSTO DE GESTIÓN

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

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

SUMINISTROS DIVERSOS

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

PERSONAL

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

CARGAS DIVERSAS DE GESTIÓN

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

SERVICIOS DE TERCEROS

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

TRIBUTOS

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

5.4.4. COSTO DE SEGURIDAD

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

5.4.5. COSTO DE SEGUROS

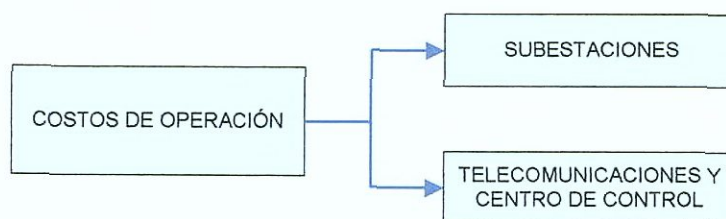
Seguro de Responsabilidad Civil contra cualquier daño, pérdida o lesión que pudiera sobrevenir a propiedades y personas;

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

5.5. COSTOS DE OPERACIÓN

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

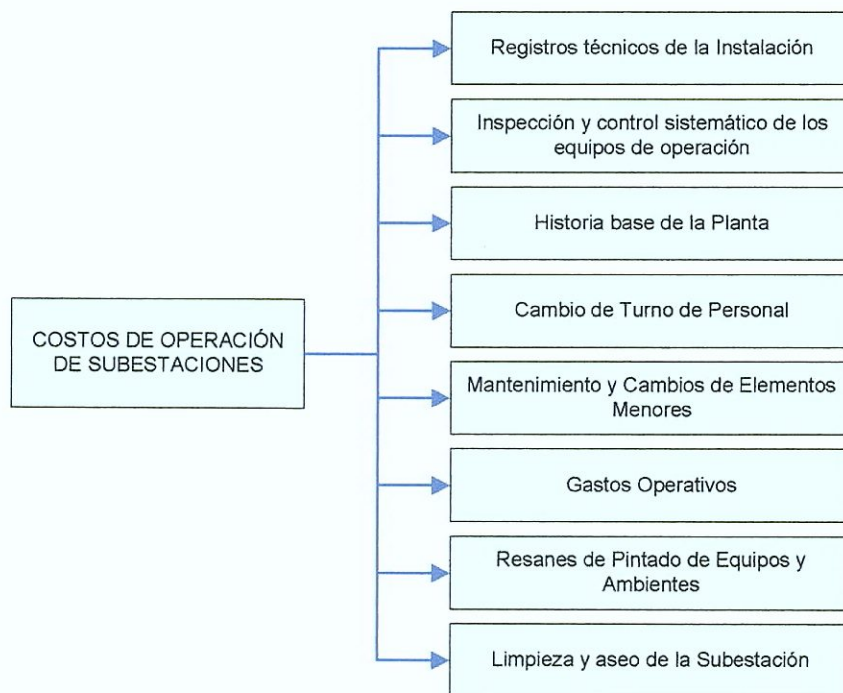
Composición de los Costos de Operación



5.5.1. CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS

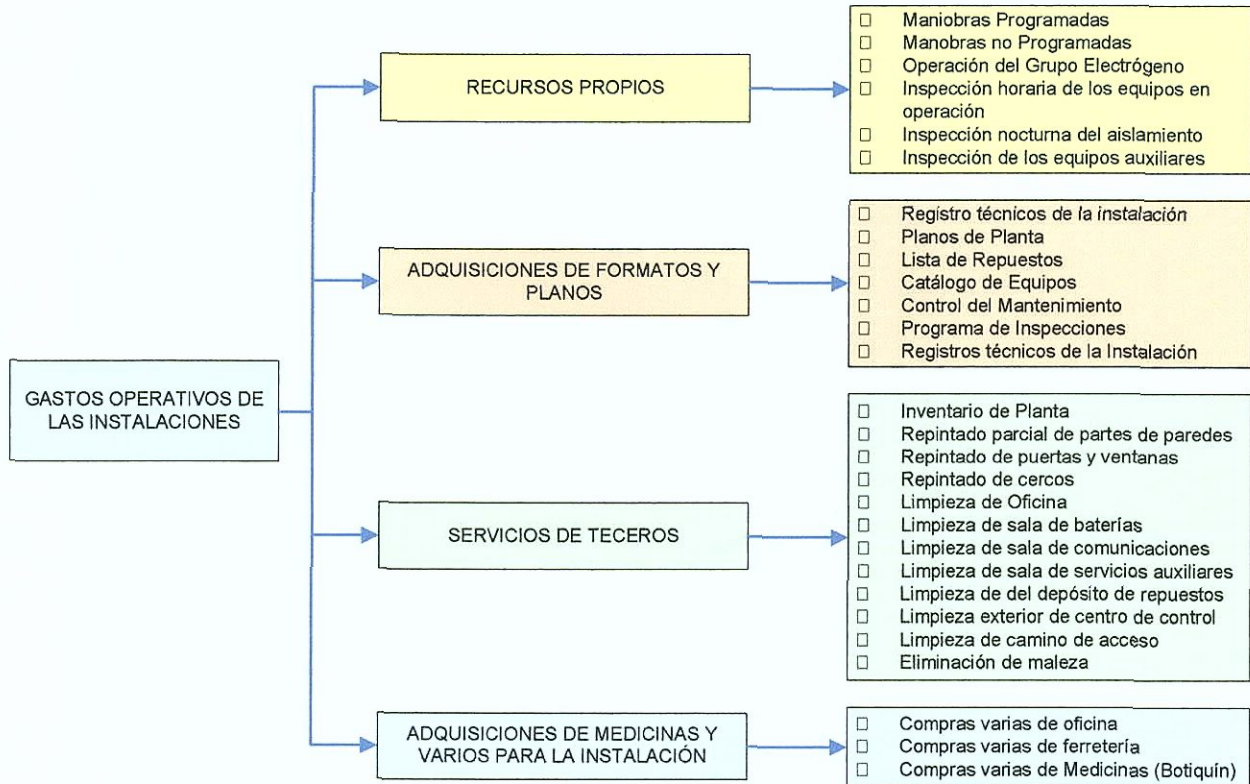
Corresponden a los costos de operación del sistema referidos a la administración de la Subestación y al Centro de Control. Estos se componen en procesos y actividades básicamente a las actividades de maniobras que en forma programada o de emergencia son realizados por el personal de operación de las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

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



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

Principales Actividades para la Operación de una Instalación



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

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

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

5.5.2. COSTOS DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES

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

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

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

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

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

Por último, se ha considerado el transporte del personal que consiste en el traslado del personal de turno (3 cambios de turno por día) y en casos de emergencia.

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

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

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

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

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

PROCESOS	S.E. Aguaytia	S.E. Vizcarra	S.E. Tingo María	S.E. Paramonga Nueva	Total
Maniobra de equipos electromecánicos	23 250	42 063	42 243	41 900	149 456
Inspección y control sistemático equipos operación	15 782	15 764	15 782	15 764	63 091
Registros técnicos de la instalación	15 762	15 672	15 762	15 618	62 814
Historia base de la planta	16 528	16 766	17 293	16 712	67 298
Cambio de turno del personal	14 400	14 400	21 600	10 800	61 200
Mantenimiento y cambios de elementos menores	842	608	842	468	2 761
Gastos operativos	5 877	10 290	17 940	9 300	43 407
Resanes de pintado de equipos y ambientes	950	686	950	528	3 114
Limpieza y aseo de la sub estación	2 190	2 190	2 190	2 190	8 762
TOTAL US\$	95 581	118 440	134 603	113 280	461 904

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

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

Subestación	Empresas	Porcentajes
Paramonga Nueva	ETESELVA	9%
	OTROS	91%
Vizcarra	ETESELVA	40%
	OTROS	60%
Tingo María	ETESELVA	78%
	OTROS	22%

De acuerdo a la metodología empleada se tiene un costo total de operación de Subestaciones de 461 904 dólares americanos; correspondiendo a ETESELVA, 257 926 dólares americanos. El Cuadro N° 5.5-4 se ha cuantificado todos los costos vinculados a la operación de las subestaciones de ETESELVA.

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

PROCESOS	S.E. Aguaytia	S.E. Vizcarra	S.E. Tingo María	S.E. Tingo María	Total
Maniobra de equipos electromecánicos	23 250	16 825	32 983	3 651	76 710
Inspección y control sistemático equipos operación	15 782	6 306	12 322	1 374	35 783
Registros técnicos de la instalación	15 762	6 269	12 307	1 361	36 699
Historia base de la planta	16 528	6 706	13 503	1 456	38 193
Cambio de turno del personal	14 400	5 760	16 865	941	37 966
Mantenimiento y cambios de elementos menores	842	243	658	41	1 784
Gastos operativos	5 877	4 116	14 008	810	24 811
Resanes de pintado de equipos y ambientes	950	274	742	46	2 012
Limpieza y aseo de la sub estación	2 190	876	1 710	191	4 968
TOTAL US\$	95 581	47 376	105 098	9 871	257 926

Asignando los Costos de Operación entre el SPT y SST según el VNR perteneciente a cada sistema, corresponde como costo total de operación de las subestaciones para el SPT las suma de 110 733 dólares americanos, tal como se muestra en el Cuadro N° 5.5-5.

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

TIPO DE COSTO	COSTO TOTAL ANUAL (US \$)	PORCENTAJE DEDICADO A TRANSMISIÓN (%)	COSTO ANUAL TRANSMISIÓN (US \$)	PORCENTAJE DEDICADO AL SPT (%)	COSTO TOTAL ANUAL SST (US\$)
Operación Subestaciones					
S.E. Paramonga Nueva	113 280	100%	113 280	8,71%	9 871
S.E. Vizcarra	118 440	100%	118 440	20,00%	23 688
S.E. Tingo María	134 603	100%	134 603	57,34%	77 175
Subtotal Operación Subestaciones	461 904				110 733

5.5.3. COSTOS DE OPERACIÓN DEL CENTRO DE CONTROL

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

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

El personal de operadores estará a cargo de un Jefe del Centro de Control quien planificará las operaciones y coordinará éstas con la Unidad de Transmisión.

En el Centro de Control se ha considerado la presencia de un ingeniero electricista, especialista en análisis de sistemas eléctricos, quien evaluará las condiciones de operación de la red y analizará las perturbaciones y/o fallas que se hayan presentado en el sistema.

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

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

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

PROCESOS	TOTAL
Operación de Centro de Control	150 954

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 79 048 dólares americanos, tal como se muestra en el Cuadro N° 5.5-7.

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

TIPO DE COSTO	COSTO TOTAL ANUAL (US \$)	PORCENTAJE DEDICADO A TRANSMISIÓN (%)	COSTO ANUAL TRANSMISIÓN (US \$)	PORCENTAJE DEDICADO AL SPT (%)	COSTO TOTAL ANUAL SPT (US\$)
Centro de Control	150 954	100%	150 954	52,37%	79 048

El costo total de Operación para el SPT asciende a 219 501 dólares americanos, tal como se muestra en el Cuadro N° 5.5-8.

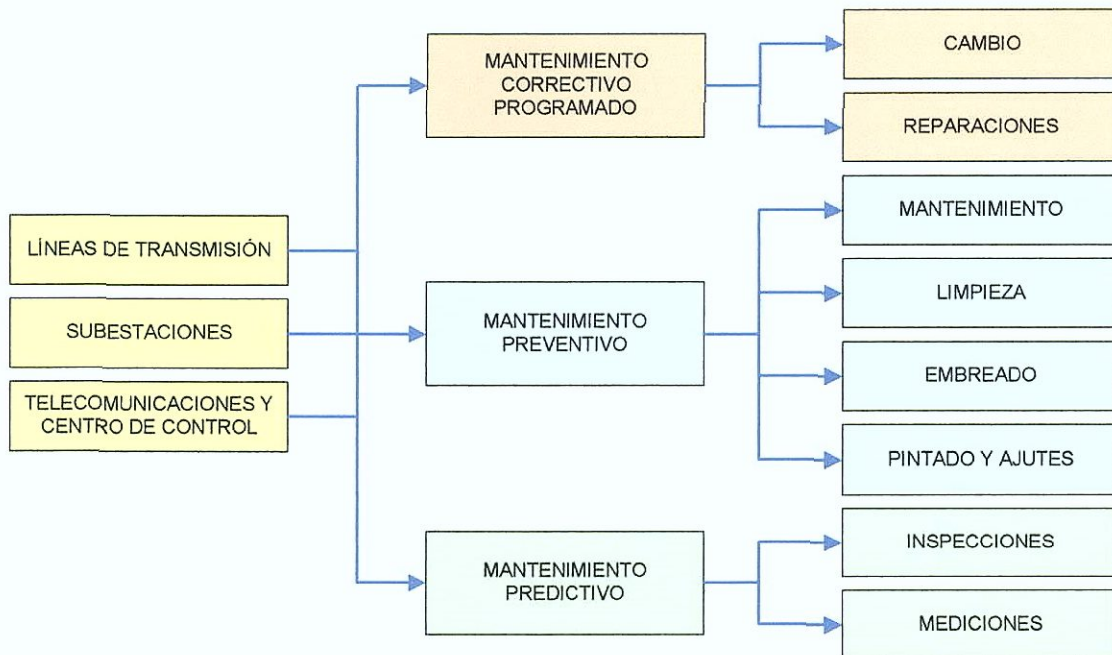
Cuadro N° 5.5-8.: Costo Anual de Operación - SpT

TIPO DE COSTO	COSTO TOTAL ANUAL (US \$)	PORCENTAJE DEDICADO A TRANSMISIÓN (%)	COSTO ANUAL TRANSMISIÓN (US \$)	PORCENTAJE DEDICADO AL SPT (%)	COSTO TOTAL ANUAL SPT (US\$)
Operación Subestaciones					
S.E. Vizcarra	113 280	100%	113 280	8,71%	9 871
S.E. Tingo María	118 440	100%	118 440	20,00%	23 688
S.E. Aguaytía	134 603	100%	134 603	57,34%	77 175
Centro de Control	150 954	100%	150 954	52,37%	79 048
Costo total de Operaciones					189 782

5.6. COSTOS DIRECTOS DE MANTENIMIENTO

El costo directo de mantenimiento comprende:

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



5.6.1. COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS

Las instalaciones del Sistema de Transmisión de ETESELVA son:

Sistema Principal de Transmisión

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

Sistema Secundario de Transmisión

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

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

Los costos de mano de obra, materiales, equipos y herramientas utilizados en la valorización de las actividades de mantenimiento corresponden a costos reales de mercado de proveedores y contratistas. Para el informe se ha empleado la información de costos del boletín de octubre de 2007 de CAPECO, (ver Formularios N° 001 y N° 002).

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

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

PROCESOS Y ACTIVIDADES

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

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

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

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

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

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

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

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

RESULTADOS

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

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

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

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

Sistema de Transmisión	Línea de Transmisión	Monto Anual (US\$)	Porcentaje Respecto al Total
SPT	L.T. 220 kV Vizcarra - Paramonga Nueva	226,891	36%
	Sub Total	226,891	36%
SST	L.T. 220 kV Tingo María - Vizcarra	280,754	45%
	L.T. 220 kV Aguaytía - Tingo María	117,123	19%
	Sub Total	397,878	64%
Total Costo Directo		624,769	100%

El costo directo de mantenimiento de las Líneas de Transmisión del SPT representa el 36 % mientras que para el SST representa el 64 % del costo directo total de mantenimiento de las líneas de transmisión.

5.6.2. COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES

CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS

Las instalaciones del Sistema de Transmisión de ETESELVA son:

Sistema Principal de Transmisión

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

Sistema Secundario de Transmisión

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

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

Los costos de mano de obra, materiales, equipos y herramientas utilizados en la valorización de las actividades de mantenimiento corresponden a costos reales de proveedores y contratistas nacionales, para el informe se ha empleado la información de costos del boletín de octubre de 2007 de CAPECO, (ver Formularios N° 001 y N° 002).

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

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

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

PROCESOS Y ACTIVIDADES

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

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

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

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

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

Procesos	Tipo de Mantenimiento	Actividades
Mantenimiento Celda Línea 220 kV y Transformadores 138 y 220 kV	Mantenimiento Preventivo	Ajuste de Grapas y Conectores
		Limpieza Manual de Aislamiento
		Mantenimiento Equipos de Medición
		Mantenimiento Equipos de Protección
		Mantenimiento Sistema de Control y Señalización
		Mantenimiento Tablero de Control, Medición y Protección
		Mantenimiento Electromecánico Celda Línea

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

Procesos	Tipo de Mantenimiento	Actividades
Mantenimiento de Servicios Auxiliares	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Banco de Baterías
		Mantenimiento Cargador de Baterías
	Mantenimiento Correctivo Programado	Mantenimiento Tablero de Servicio Auxiliares
Mantenimiento de Edificios	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Cerco Perimetral
		Mantenimiento Ductos y Canaletas
		Mantenimiento Edificios de Control
		Mantenimiento Sistema Suministro de Agua
		Mantenimiento Sistemas de Iluminación
		Pintado de Estructuras y Pórticos
		Fumigación de Canaletas y Cajas de Interconexión
Mantenimiento Seguridad	Mantenimiento Preventivo	Fumigación de Ambientes
		Seguridad e Higiene Industrial
Mantenimiento Sistema Puesta a tierra	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Sistema Puesta a Tierra
	Mantenimiento Predictivo	Medición de Puesta a Tierra

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

Luego se define la frecuencia anual por actividad.

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

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

RESULTADOS

Los resultados del Costo Directo de Mantenimiento de Subestaciones toman en cuenta: la unidad a la que se aplica una actividad, alcance de la actividad o cantidad de unidades, costo unitario por actividad y frecuencia de ejecución

de una actividad. Dicha valorización se muestra en los Formularios N° 003, N° 201, N° 202 y N° 203.

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

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

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

Sistema de Transmisión	Instalación	Monto Anual US \$	% Respecto al total
SPT	S.E. Paramonga Nueva	15,195	7%
	S.E. Vizcarra	16,999	8%
	S.E. Tingo María	72,535	34%
	Sub Total	104,729	48%
SST	S.E. Aguaytía	65,689	30%
	S.E. Vizcarra	16,999	8%
	S.E. Tingo María	28,773	13%
	Sub Total	111,462	52%
Total Costo Directo Mantenimiento		216,192	100%

El costo directo de mantenimiento de subestaciones del Sistema Principal de Transmisión representa el 48 % y del Sistema Secundario de Transmisión representa el 52 % del costo total del mantenimiento.

5.6.3. COSTO DE MANTENIMIENTO DEL CENTRO DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES

CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS

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

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

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

Los costos de mano de obra, materiales, equipos y herramientas utilizados en la valorización de las actividades de mantenimiento corresponden a costos reales de proveedores y contratistas nacionales, para el informe se ha empleado la información de costos del boletín de octubre de 2007 de CAPECO.

PROCESOS Y ACTIVIDADES

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

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

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

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

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

Procesos	Tipo de Mantenimiento	Actividades
Mantenimiento del Sistema de Telecomunicaciones	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento de Equipos de PLC's
		Mantenimiento Sistema de Onda Portadora
		Mantenimiento Tableros Teleprotección y Onda Portadora
		Mantenimiento de Equipo de Teleprotección
		Mantenimiento de Radios Móviles y Portátiles
Mantenimiento de Centro de Control	Mantenimiento Predictivo	Mediciones y pruebas de estaciones de operación
		Mediciones y pruebas de servidores
		Mediciones y Pruebas de cableria Red LAN, Router y UPS
		Mediciones y Pruebas de Impresoras
		Mediciones y Pruebas de RTU
		Pruebas al Sistema Scada
		Mediciones y Pruebas de Switch
		Mediciones y Pruebas de Estabilizadores
		Mediciones y Pruebas de Grupo Electrónico
		Mediciones y Pruebas del Aire acondicionado
	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento de estaciones de operación
		Mantenimiento de servidores
		Mantenimiento de cableria 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 metrando el equipamiento que tiene cada una de ellas, tal como número de trampas de onda, radio bases, radios en vehículos y portátiles, y tableros, para los cuales se les asigna una actividad de mantenimiento.

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

RESULTADOS

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

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

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

SISTEMA	INSTALACIÓN	MONTO US \$	%
SPT	Centro de Control	21,547	23%
	Telecomunicaciones	16,629	18%
	Subtotal	38,176	40%
SST	Centro de Control	32,013	34%
	Telecomunicaciones	24,707	26%
	Subtotal	56,720	60%
Total		94,896	100%

5.6.4. COSTO DIRECTO DE SUPERVISIÓN DE MANTENIMIENTO

CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS

Para el mantenimiento de líneas de transmisión y de subestaciones se ha tenido en cuenta lo siguiente:

- La supervisión de las actividades de mantenimiento de líneas de transmisión y de subestaciones es ejecutada por personal propio de la empresa ETESELVA S.R.L.;
- La ejecución de las actividades de mantenimiento es ejecutada por terceros;
- El servicio de movilidad para la supervisión de las actividades de mantenimiento de líneas de transmisión es por alquiler de vehículos; y
- Las labores de chofer de los vehículos se consideran a cargo del personal auxiliar de la supervisión de mantenimiento de las líneas de transmisión.

RESULTADOS

Para la supervisión del mantenimiento de una línea de transmisión se considera un supervisor y cuatro técnicos de líneas de transmisión quienes contarán con un vehículo conducido por el Técnico para cada tramo considerado.

Para el mantenimiento de las líneas de transmisión se ha considerado tres tramos aproximadamente iguales, teniendo cada uno de ellos como sede las ciudades de Tingo María, Huánuco y Barranca, respectivamente.

Las labores de supervisión del mantenimiento de las subestaciones se consideran tres supervisores, en cada Subestación.

La supervisión del mantenimiento del centro de control y telecomunicaciones se consideran dos supervisores, en cada Subestación.

En el Cuadro N° 5.6-7 se muestran los valores de supervisión de líneas de transmisión, subestaciones y centro de control.

Cuadro N° 5.6-7.: Costo de Supervisión de Mantenimiento - (U.S. \$)

SISTEMA	INSTALACIÓN	COSTO DE SUPERVISIÓN ANUAL (US\$)
SPT	Líneas de Transmisión	56,766.94
	Subestaciones	37,568.50
	Centro de Control y Telecomunicaciones	24,846.16
TOTAL SPT		119,181.60
SST	Líneas de Transmisión	84,341.34
	Subestaciones	55,817.31
	Centro de Control y Telecomunicaciones	36,915.12
TOTAL SST		177,073.78
TOTAL SUPERVISIÓN DE MANTENIMIENTO		296,255.37

5.6.5. RESULTADOS DEL COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO

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

Cuadro N° 5.6-8.: Costos Directos de Mantenimiento – SPT - (U.S. \$)

Concepto	SPT
Líneas de Transmisión	226 891
Subestaciones	104 729
Telecomunicaciones y Centro de Control	38 183
Supervisión	119 182
Total Costo de Mantenimiento	488 985

5.7. COSTOS DE GESTION PERSONALES

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

5.7.1. ORGANIZACIÓN ESTÁNDAR

PREMISAS Y/O CRITERIOS

A Estructura Orgánica

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

- ◆ Diseñar una organización que incluya el soporte administrativo necesario para las actividades de transmisión, considerando que las áreas involucradas no están a dedicación exclusiva de la transmisión, sino que comparten sus labores dando soporte a las actividades de explotación de gas y generación eléctrica.
- ◆ Diseñar una organización que considere un área operativa dedicada exclusivamente a las actividades de transmisión, con el objeto de administrar la infraestructura de ETESELVA consistente en las Líneas en 220 kV S.E. Vizcarra – S.E. Paramonga Nueva (ampliación) denominada como L-2253 y S.E. Aguaytía – S.E. Tingo María denominada como L-2251, así como sus instalaciones en las Subestaciones de Tingo María, Vizcarra, Paramonga Nueva y Aguaytía.
- ◆ 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.

A Remuneraciones

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

- ◆ Estudio de remuneraciones del sector electricidad, a enero del 2005, realizado por la Empresa Consultora Price Waterhouse.
- ◆ El estudio de remuneraciones contenido en el Boletín de Estadísticas Ocupacionales N° 5, correspondiente al II Trimestre del 2006, publicado por el Ministerio de Trabajo y Promoción del empleo.
- ◆ Estudio de remuneraciones del sector electricidad, a enero del 2005, realizado por la Empresa Consultora Deloitte & Touche.
- ◆ Remuneraciones reconocidas a ETESELVA en la última fijación del Sistema Principal de Transmisión del 2007.
- ◆ 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 la organización modelo este diseñada para la gestión de una empresa equivalente a la del Grupo Aguaytía, en la cual se comparten las actividades de explotación de gas, generación y transmisión eléctrica.
- ◆ Que para ETESELVA, se ha considerado un área administrativa, correspondiente a la del Grupo Aguaytía, considerando solamente aquellas áreas que dan soporte a la transmisión.
- ◆ Que la asignación de las áreas administrativas involucradas con la transmisión, sean asignadas en función de su porcentaje de dedicación a dichas actividades.
- ◆ Que el área operativa considerada, este a dedicación exclusiva de la transmisión.

- ◆ Que la empresa sea homogénea en lo referente a niveles jerárquicos, número de áreas y puestos.
- ◆ Efectuar una constante *capacitación* a fin de mantener o incrementar el nivel del personal, para que la empresa tenga los puestos necesarios con una máxima rentabilidad.
- ◆ Cumplir eficientemente con la operación y mantenimiento de un sistema de transmisión.

B Determinación de Remuneraciones

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

- ◆ Que ETESELVA es una empresa de carácter privado, por lo que las remuneraciones a considerarse deberán estar enmarcadas bajo ese contexto.
- ◆ Los estudios utilizados como base para el cálculo de las remuneraciones, por ser de carácter específico, tienen el grado de credibilidad requerido para el presente trabajo.
- ◆ Para el caso de ETESELVA se determinó la organización óptima para una empresa de las características de ETESELVA, que comparte un área administrativa dedicada a las labores de explotación de gas, generación y transmisión eléctrica; 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.

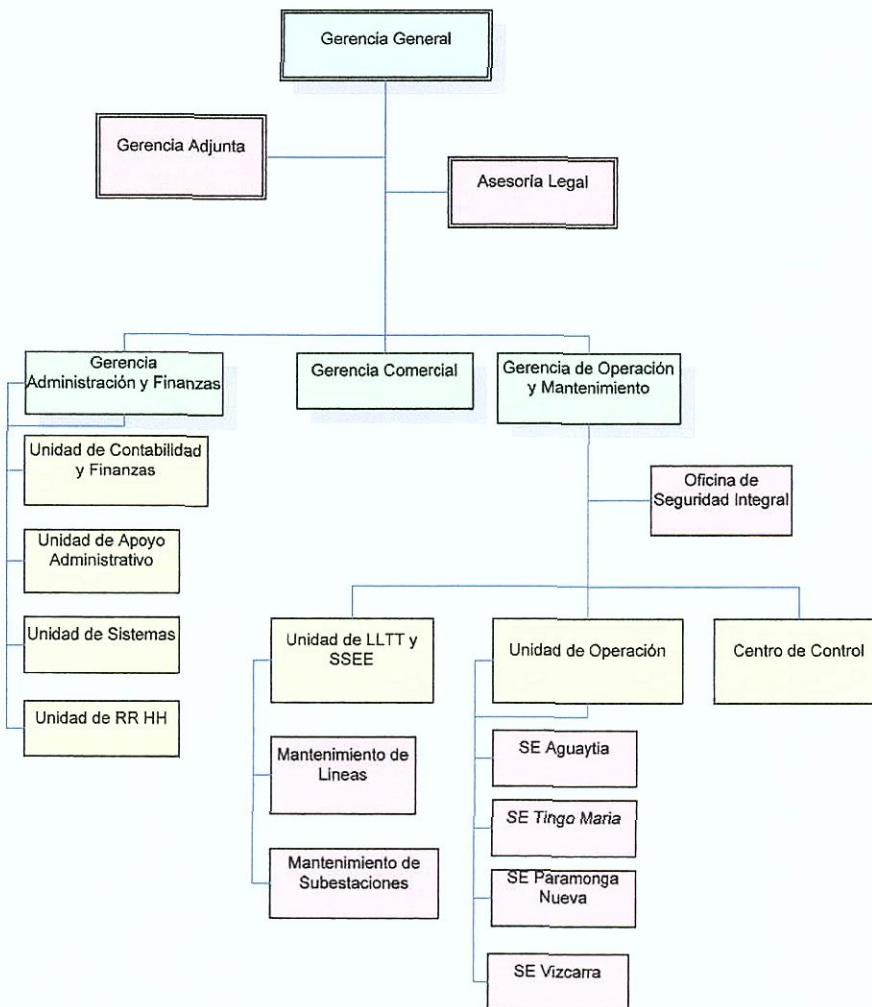
RESULTADOS

A Estructura Orgánica

Tomándose en cuenta los lineamientos mencionados en el punto 7.2.2 Metodología ítem A) la estructura orgánica estándar de la empresa considera las siguientes áreas que se pueden ver en el Gráfico N° 5.7-1

y en los Cuadros N° 5.7-1 y N° 5.7-2, (Ver Formularios del N° 501 al N° 510).

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



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

CARGOS	N°
	PERSON.
GERENCIA GENERAL	
GERENTE GENERAL	1
SECRETARIA DE GERENCIA GENERAL	1
GERENCIA ADJUNTA	
GERENTE ADJUNTO	1
UNIDAD DE ASESORÍA LEGAL	
ASESOR LEGAL	1
GERENCIA DE ADMINISTRAC. Y FINANZAS	
GERENTE DE ADMIN. Y FINANZAS	1
SECRETARIA DE GERENCIA	1
UNIDAD DE INFORMACION	
INGENIERO DE SISTEMAS	1
ANALISTA DE SISTEMAS	
UNIDAD DE CONTABILIDAD Y FINANZAS	
CONTADOR	1
ASISTENTE DE CONTABILIDAD	1
TESORERO CAJERO	1
UNIDAD ADMINISTRATIVA	
RESPONSABLE DE UNIDAD	1
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	1
RESPONSABLE DE ALMACEN	1
RESPONSABLE DE SERVICIOS GENERALES	1
UNIDAD DE RECURSOS HUMANOS	
JEFE DE RECURSOS HUMANOS	1
ASISTENTE DE RECURSOS HUMANOS	1
GERENCIA COMERCIAL	
GERENTE COMERCIAL	1
ASISTENTE	1
TOTAL	18

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

CARGOS	N°
	PERSON.
GERENCIA DE OPERACIONES	
GERENTE DE OPERACIONES	1
SECRETARIA DE GERENCIA	1
OFICINA DE SEGURIDAD INTEGRAL	
SUPERVISOR DE SEGURIDAD INTEGRAL Y MEDIO AMBIENTE	1
UNIDAD DE LINEAS Y SUBESTACIONES	
JEFE DE SECCION	1
ASISTENTE	1
SECCION DE MANTENIMIENTO DE LL.TT.	
SUPERVISOR DE MANTENIMIENTO	1
TECNICO	4
SECCION DE MANTENIMIENTO DE SS.EE.	
SUPERVISOR DE MANTENIMIENTO	1
TECNICO	2
UNIDAD DE CENTRO CONTROL	
JEFE DE CENTRO DE CONTROL	1
OPERADOR	3
TECNICO EN PROTECCION	1
TECNICO EN TELECOMUNICACIONES	1
UNIDAD DE OPERACIONES	
JEFE DE OPERACIONES	1
SECRETARIA	1
S.E. AGUAYTÍA	
JEFE DE TURNO	1
OPERADOR	2
S.E. TINGO MARÍA	
JEFE DE TURNO	1
OPERADOR	2
S.E. PARAMONGA NUEVA	
JEFE DE TURNO	1
OPERADOR	2
S.E. VIZCARRA	
JEFE DE TURNO	1
OPERADOR	2
TOTAL	33

B Determinación de Remuneraciones

Obtención Remuneraciones del Mercado

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

- ◆ Tal como se sabe, los estudios sobre remuneraciones promedio que proporcionan las diversas consultoras y el Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo, contienen valores correspondientes al promedio, mediana, valores máximos y mínimos. Para el caso de ETESELVA, las remuneraciones de los cargos administrativos de soporte a las actividades de transmisión, se han considerado con los valores más altos del mercado, considerando que dichas áreas tienen que dar soporte no solo a las actividades de transmisión, sino a las de explotación de gas y generación, por lo cual se considera que sus labores involucran un esfuerzo mayor y por ende mayor remuneración.
- ◆ Para la parte operativa, de dedicación exclusiva a la transmisión, se han considerado como dato de remuneraciones los valores correspondientes a la mediana de los datos publicados por los estudios, por ser este valor el que divide la muestra en dos partes iguales.
- ◆ 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 valores consignados en los estudios presentados por las consultoras privadas, consignan montos anuales que incluyen beneficios sociales y descuentos.
- ◆ Para hacer comparables y promediabiles los valores contenidos en las diversas fuentes, se uniformizó la data a valores anuales brutos antes de descuentos y sin incluir beneficios sociales. Se calcularon un promedio de estas remuneraciones y posteriormente se aplicaron los beneficios sociales y descuentos de ley.

- ◆ 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 %
Beneficios Sociales	
Vacaciones	8.33%
Gratificaciones	16.67%
CTS	8.33%
Descuentos	
Seguro Salud	9%
AFP/Sistema de Pension	3.50%

Composición del Costo de Personal

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



Eteselva

Cuadro N° 5.7-3.: Costo de Personal Directo de la Organización ETESELVA (US \$)

CARGO	HABER		BENEFICIOS SOCIALES			TOTAL MENSUAL	SEGUROS	APP	TOTAL MENSUAL NETO	TOTAL ANUAL US\$	ASIGNACION A TRANSMISION %	TOTAL ANUAL (US\$) ASIGNADO A TRANSMISION
	MENSUAL		VACACIONES	GRATIFIC.	CTS							
Gerente General	10 884		907	1 814	1 058	14 664	1 320	513	16 497	197 960	32%	62 858
Adjunto a la Gerencia General	5 454		455	909	530	7 348	661	257	8 266	99 198	32%	31 498
Secretaria GG	1 851		154	308	180	2 493	224	87	2 805	33 657	32%	10 687
Asesor Legal	4 982		415	830	484	6 712	604	235	7 551	90 611	50%	45 305
Gerente de Administración y Finanzas	5 454		455	909	530	7 348	661	257	8 266	99 198	32%	31 498
Secretaria de Gerencia	1 858		155	310	181	2 503	225	88	2 815	33 785	32%	10 728
Contador	3 112		259	519	303	4 193	377	147	4 717	56 606	32%	17 974
Asistente de Contabilidad	1 530		128	255	149	2 062	186	72	2 319	27 833	32%	8 838
Calero	2 801		233	467	272	3 773	340	132	4 245	50 839	32%	16 175
Jefe de Unidad Administrativa	2 248		187	375	219	3 028	273	106	3 406	40 877	32%	12 980
Asistente Administrativo	1 026		85	171	100	1 362	124	48	1 554	18 654	32%	5 923
Responsable de Almacén	1 060		88	177	103	1 428	129	50	1 606	19 277	32%	6 121
Responsable de Servicios Generales	1 026		85	171	100	1 362	124	48	1 554	18 654	32%	5 923
Jefe de Recursos Humanos	2 627		219	438	255	3 539	318	124	3 981	47 773	32%	15 169
Asistente de RR.HH.	1 026		85	171	100	1 362	124	48	1 554	18 654	32%	5 923
Jefe de Sistemas	2 351		196	392	229	3 167	285	111	3 563	42 750	32%	13 574
Analista de sistemas	1 713		143	286	167	2 308	208	81	2 597	31 461	32%	9 894
Gerente de Operaciones	5 019		418	836	488	6 761	609	237	7 606	91 275	100%	31 275
Secretaria de Gerencia	1 858		155	310	181	2 503	225	88	2 815	33 785	100%	33 785
Supervisor de Seguridad Integral y Medio Ambiente	2 292		191	382	223	3 088	278	108	3 474	41 688	100%	41 688
Jefe de Unidad Comercial	2 627		219	438	255	3 539	318	124	3 981	47 773	32%	15 169
Analista Comercial	1 713		143	286	167	2 308	208	81	2 597	31 461	32%	9 894
Jefe de Unidad de Transmisión	2 137		178	356	208	2 879	259	101	3 238	38 862	100%	38 862
Secretaria	1 858		155	310	181	2 503	225	88	2 815	33 785	100%	33 785
										1 245 915		575 527

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

Inductores de asignación

El inductor de asignación de costos que se utilizó para determinar el costo de remuneración de personal correspondiente a la transmisión eléctrica, está basado en los valores de la infraestructura de cada empresa perteneciente al grupo, tal como figura en los estados financieros del 2006:

PROPORCIONAL AL VALOR DE INMUEBLES, EQUIPOS Y MAQUINARIAS	Datos obtenidos de: EE.FF 2004, Web Aguaytía (B.G.)	
	(Miles S/.)	Factor
Planta de gas	229 151	32,2%
Planta de Generación	256 848	36,1%
Sistema de Transmisión	226 116	31,8%
Total	712 115	100.0%

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

Sistema	%
SPT	40.24%
SST	59.76%
Total ETESELVA	100.00%

Con este criterio, el costo de remuneración de personal correspondiente al sistema de transmisión secundaria, es el siguiente:

CARGO	REMUNERACIÓN ANUAL	TRANSMISIÓN PRINCIPAL % DEDICACIÓN	MONTO TRANSMISIÓN PRINCIPAL
Gerente General	197 960	12,78%	25 292
Adjunto a la Gerencia General	99 198	12,78%	12 674
Secretaria GG	33 657	12,78%	4 300
Asesor Legal	90 611	20,12%	18 229
Gerente de Administración y Finanzas	99 198	12,78%	12 674
Secretaria de Gerencia	33 785	12,78%	4 316
Contador	56 606	12,78%	7 232
Asistente de Contabilidad	27 833	12,78%	3 556
Cajero	50 939	12,78%	6 508
Jefe de Unidad Administrativa	40 877	12,78%	5 223
Asistente Administrativo	18 654	12,78%	2 383
Responsable de Almacén	19 277	12,78%	2 463
Responsable de Servicios Generales	18 654	12,78%	2 383
Jefe de Recursos Humanos	47 773	12,78%	6 104
Asistente de RR.HH.	18 654	12,78%	2 383
Jefe de Sistemas	42 750	12,78%	5 462
Analista de sistemas	31 161	12,78%	3 981
Gerente de Operaciones	91 275	40,24%	36 726
Secretaria de Gerencia	33 785	40,24%	13 594
Supervisor de Seguridad Integral y Medio Ambiente	41 688	40,24%	16 774
Jefe de Unidad Comercial	47 773	12,78%	6 104
Analista Comercial	31 161	12,78%	3 981
Jefe de Unidad de Transmisión	38 862	40,24%	15 637
Secretaria	33 785	40,24%	13 594
Total	1 245 915		231 573

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	6,00
Dietas por Mes	1,00
Número de Meses	12,00
Valor de Dieta (US \$)	700,00
	50 400,00
Total Asignado a la Transmisión	31,75%
	16 003,37
Total Asignado al Transmisión del SPT	40,24 %
	6 439,22

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	231 573
Directorio	6 439
Costo Personal SPT	238 012

5.8. COSTOS DE GESTION NO PERSONALES E INDIRECTOS DE TRANSMISION

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

5.8.1. METODOLOGÍA

ANTECEDENTES

ETESELVA es una empresa que se dedica exclusivamente a la transmisión de energía eléctrica. Bajo estas circunstancias, con el objetivo de operar la empresa de manera eficiente y bajo el criterio de un sistema

Económicamente Adaptado, se costearon los gastos en que incurre para gestionar la infraestructura de transmisión.

PROCEDIMIENTO

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

- Analizar la organización de ETESELVA y los respectivos centros de costos.
- Obtener la información contable y presupuestal de las áreas de gestión y administración del Grupo Aguaytía Energy, considerando únicamente los costos relacionados directamente a ETESELVA.
- Proceder al análisis de la información y determinar la clase de gastos y montos que requieren ser desagregados a fin de eliminar las incongruencias contables, los gastos no reconocidos bajo el sistema económicamente adaptado y los que tienen carácter excepcional.
- Establecer los gastos estándar de gestión y administración por áreas.
- Calcular las contribuciones a los Organismos de Supervisión (OSINERGMIN y otros) y COES.
- Determinar los costos de seguridad y seguros de la infraestructura del sistema Eléctrico.

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

ORGANIZACIÓN

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

COSTOS DE GESTIÓN NO PERSONALES

Son los costos asociados a los distintos órganos de gestión que componen ETESELVA, requeridos para la realización de sus funciones. Se debe considerar que conforme al manejo contable de la empresa, se ha podido

distinguir únicamente aquellos costos generados por ETESELVA, por lo que no corresponde el criterio de asignación de dichos costos en función de ningún inductor, criterio que si correspondería en caso de partir de la información correspondiente al Grupo Aguaytía para determinar los costos que corresponden a ETESELVA.

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

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

Conceptos	Monto Mensual (US \$)	Veces al Año	Total Anual (US \$)
Suministros Diversos			
Software y mantenimiento de equipos de computo	988	12	11,855
Suministros de oficina	211	12	2,528
Mantenimiento de oficinas	344	12	4,124
Servicios de Terceros			
Fotocopias	394	12	4,729
Alquiler de vehículos	240	12	2,882
Gastos de capacitación	389	12	4,667
Correos y Courier	203	12	2,435
Telefonía y comunicaciones	2,020	12	24,241
Consultorías internacionales	2,147	12	25,767
Servicios de auditoria	833	12	10,000
Consultorías nacionales	6,842	12	82,102
Servicios legales	3,458	12	41,495
Servicios de traducciones	20	12	242
Alquiler de oficinas	821	12	9,848
Electricidad	111	12	1,326
Gastos legales asociados a la servidumbre	2,708	12	32,495
Servicios de ingeniería local	13,311	12	159,735
Otros gastos	3,078	12	36,940
Tributos			
Tributos	1,789	12	21,464
Pagos al Organismo Regulador (D.L. 25844)	8,868	12	106,416
ITF (1)	1,896	12	22,750
Cargas Diversas de Gestión			
Transporte local	240	12	2,880
Membrecías y suscripciones	943	12	11,314
Viajes nacionales	564	12	6,767
Viajes internacionales	1,161	2	2,322
Gastos de representación	442	12	5,302
Otros gastos	2,078	12	24,931
Total Gastos de Gestión No Personal			661,560

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

Conceptos	Monto Mensual (US \$)	Veces al Año	Total Anual (US \$)
Suministros Diversos			
Software y mantenimiento de equipos de computo	398	12	4 770
Suministros de oficina	85	12	1 017
Mantenimiento de oficinas	138	12	1 659
Servicios de Terceros			
Fotocopias	159	12	1 903
Alquiler de vehículos	97	12	1 160
Gastos de capacitación	156	12	1 878
Correos y courier	82	12	980
Telefonía y comunicaciones	813	12	9 754
Consultorías internacionales	864	12	10 368
Servicios de auditoria	335	12	4 024
Consultorías nacionales	2 753	12	33 035
Servicios legales	1 391	12	16 696
Servicios de traducciones	8	12	98
Alquiler de oficinas	330	12	3 963
Electricidad	44	12	534
Gastos legales asociados a la servidumbre	1 090	12	13 075
Servicios de ingeniería local	5 356	12	64 272
Otros gastos	1 239	12	14 864
Tributos			
Tributos	720	12	8 636
Pagos al Organismo Regulador (D.L. 25844)	3 568	12	42 818
ITF (1)	763	12	9 154
Cargas Diversas de Gestión			
Transporte local	97	12	1 159
Membrecías y suscripciones	379	12	4 552
Viajes nacionales	227	12	2 723
Viajes internacionales	467	2	934
Gastos de representación	178	12	2 133
Otros gastos	836	12	10 031
Total Gastos de Gestión No Personal			266 189

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

La empresa ETESELVA tiene pólizas de seguros con Rimac Internacional Seguros, para las siguientes instalaciones y con los siguientes montos asegurados:

Concepto	Monto asegurado (US \$)
S.E. Aguaytia	2,277,000.00
S.E. Tingo Maria	7,210,000.00
S.E. Vizcarra	1,082,000.00
S.E. Paramonga	1,159,000.00
Edificios	563,000.00
Repuestos	165,000.00
Total	12,456,000.00

Las coberturas que tienen dichas pólizas y los valores de las primas correspondientes son las siguientes:

Coberturas	Prima (US \$)	Prima/Monto asegurado (%)
Seguro de Incendio	50,149.29	0.40%
Responsabilidad terceros	26,760.00	0.21%
Terrorismo	5,127.21	0.04%
Multinesgos (Oficina y Locales)	464.10	
3 D (Deshonestidad, desaparición, destrucción)	1,250.00	0.01%
Subtotal	83,750.60	0.67%
Gastos de emisión	205.44	
Total	83,956.04	0.67%

Para el caso de sus líneas de transmisión, ETESELVA no cuenta con una póliza de seguros, sino con un auto seguro consistente en un pago a un fondo propio, equivalente al pago de una prima por una póliza de seguros.

Para estimar el valor a reconocer por concepto de este seguro por sus líneas de transmisión, se consideró los porcentajes de las pólizas con que cuenta ETESELVA por concepto de Subestaciones aplicando dichos porcentajes a los montos de inversión de sus líneas de transmisión:

Concepto	Región	Monto asegurado (US \$)
Línea Aguaytía - Tingo María	Selva	11,998,667.09
Línea Tingo María - Vizcarra	Selva	8,949,811.16
	Sierra	19,844,402.08
Línea Vizcarra - Paramonga Nueva	Sierra	18,242,300.44
	Costa	4,958,168.53
Total		63,993,349.30

Coberturas	Prima (US \$)	Prima/Monto asegurado (%)
Seguro de Incendio	257,644.61	0.40%
Responsabilidad terceros	137,480.89	0.21%
3 D (Deshonestidad, desaparición, destrucción)	6,421.94	0.01%
Subtotal	401,547.45	
Gastos de emisión	984.98	
Total	402,532.43	0.63%

Por lo tanto los montos totales asegurados y las primas estimadas por concepto de seguros para ETESELVA resultan como sigue:

Concepto	Monto asegurado	Prima
Subestaciones	12,456,000.00	83,956.04
Líneas de Transmisión	63,993,349.30	402,532.43
Total	76,449,349.30	486,488.47

Por lo tanto, el monto determinado corresponde a los costos de seguros asociados al VNR total y representa el 0.554% de dicho monto,

tratándose solo del VNR del SPT, el costo de seguros queda como sigue:

CONCEPTOS	US\$
COSTO DE INVERSION	35 306 074
Prima de Seguros (% de Inversión SPT)	0,554%
TOTAL COSTOS DE SEGUROS	195 747

B Servicios de Vigilancia

ETESELVA tiene instalaciones en las Subestaciones de Tingo María, Vizcarra, Paramonga Nueva y Aguaytía; en las cuales comparte dichas Subestaciones con diferentes empresas. Para el tema de vigilancia, se considera que ésta será prorrateada en partes iguales por las empresas que comparten instalaciones en cada una de las Subestaciones. Independientemente del valor del equipamiento involucrado de cada propietario, la seguridad se realiza para la totalidad de la Subestación y es asumida en forma solidaria por todos los propietarios de la misma.

Con esta premisa y los precios por puesto de vigilancia, se ha calculado los gastos anuales correspondientes al SPT, que por este concepto debe asumir la Empresa de Transmisión ETESELVA, los cuales ascienden a US \$ 23 518. El detalle del costeo de cada puesto de vigilancia de 24 horas, es como se muestra a continuación:

Descripción	12 H Día Costo Unitario (US\$/Mes)	12 H Noche Costo Unitario (US\$/Mes)	Costo Total (US\$/Mes)
REMUNERACION BASICA			
Salario Básico (Rmv)	139	139	279
Asignación Familiar (10 % Rmv)	14	14	28
Sub Total Remuneración Básica	153	153	307
Bonificación Nocturna (30 %Rmv)		42	42
Horas Extras (1.25 Dos 1ras. Hr. Y 1.35 Sigui.)	91	118	208
Sub Total Ingreso Mensual	244	313	557
Por Días Feriados	12	16	28

Descripción	12 H Día Costo Unitario (US\$/Mes)	12 H Noche Costo Unitario (US\$/Mes)	Costo Total (US\$/Mes)
Por Días De Descanso Físico	45	58	102
TOTAL REMUNERACIONES (A)	301	386	687
DERECHOS SOCIALES			
Vacaciones (B) 8.33% De (A)	25	32	57
Gratificación (C) 16.67% De (A)	50	64	115
Cts (D) 8.33% De (A) + (C)	29	38	67
CARGAS SOCIALES			
Essalud	34	43	77
Seguro - SCTR (Invalidez Y Vida)	5	7	13
Seguro - SCTR (Salud)	4	5	8
Total Derechos Y Cargas Sociales	449	575	1,024
TOTAL COSTO DIRECTO MENSUAL	449	575	1,024
Gastos Operativos Radio Y Arma (6% CD)	27	35	61
Gastos Generales (10% Cd)	45	58	102
TOTAL COSTOS	520	667	1,188
UTILIDAD (15%)	78	100	178
VALOR VENTA SERVICIO (US \$)	598	768	1,366

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

SUBESTACION	%
VIZCARRA	50,0%
PARAMONGA NUEVA	100,0%
TINGO MARIA	73,2%

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

SUBESTACIÓN	TIPO OPERACIÓN	TURNO		PRECIO UNITARIO MENSUAL		COSTO	
		12 H	24 H	12 H	24 H	MENSUAL	ANUAL (US\$)
Tingo María	1		2		2 732	1 000	11 996
Vizcarra	1		2		1,366	228	2,732
Paramonga Nueva	1		1		2 732	1 366	16 391
TOTAL							23,518

Como ya expresamos, la consolidación de estos 2 gastos constituyen los costos indirectos de transmisión que asciende a US \$ 226 866 tal como se observa en el Cuadro N° 5.8-1

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

Concepto	Monto US \$
Servicios de Seguridad	31 120
Seguros de Infraestructura	195 747
Total	226 866

5.9. RESULTADOS

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

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

DESCRIPCIÓN	COYM SPT
OPERACIÓN	189 782
Operación de CC	79 048
Operación de Subestaciones	110 733
MANTENIMIENTO	488 985
Líneas de Transmisión	283 658
Subestaciones	142 298
Centro de Control y Telecomunicación	63 029
GESTIÓN	452 229
Personales	238 012

DESCRIPCIÓN	COYM SPT
No Personales	214 217
APORTES D.L.N° 25844	42 818
ITF	9 154
SEGURIDAD	31 120
SEGUROS	195 747
TOTAL COyM	1 409 834

Los Costos de Operación y Mantenimiento del SPT de ETESELVA ascienden a US \$ 1 409 834 (Un Millón Cuatrocientos Nueve Mil Ochocientos Treinta y Cuatro Dólares Americanos).

6. DETERMINACIÓN DEL COSTO TOTAL DE TRANSMISIÓN Y PEAJE ANUAL

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

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

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

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

En el Cuadro N° 6.1-1, se presenta el detalle de los CTT y Peajes Anuales, se ha utilizado el tipo de cambio de 2,9834 S./US\$ de fecha 30 de setiembre de 2008, calculado por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP del Perú, valor venta correspondiente al último día hábil del mes anterior al de su aplicación, publicado en el Diario Oficial El Peruano, tal como lo indica el OSINERMIN en la Norma.

Cuadro N° 6.1-1.: Detalle de los CTT y Peaje Anual del Sistema Principal de Transmisión de ETESELVA

	VNR	aVNR	COyM	Costo Total de Transmisión	Peaje Anual
Descripción	US\$	US\$/Año	US\$/Año	US\$/Año	\$/mes
Subestaciones	10 164 054	1 261 803	405 859	1 667 661	4 975 301
Líneas de Transmisión	25 142 908	3 121 333	1 003 976	4 125 309	12 307 445
TOTAL ZONA 1	35 306 963	4 383 135	1 409 834	5 792 970	17 282 747

tc	2,9834	30 DE SETIEMBRE DE 2008
fasa	12%	
Vida Util	30	
Mensualidad	0,009488793	

7. FORMULA DE ACTUALIZACIÓN

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

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

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

Donde:

FA : Factor de actualización

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

- TC_o : Tipo de cambio inicial, calculado por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP del Perú, cotización de oferta y demanda, tipo de cambio promedio ponderado, correspondiente al valor de venta del último día hábil del mes de marzo del año de entrada en vigencia de los peajes y compensaciones, publicado en el Diario Oficial El Peruano, o el que lo reemplace.
- IPM : Índice General al Por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática. Se tomará el valor del mes anterior al de su aplicación, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- IPM_o : Índice General al Por Mayor inicial, el cual corresponde al mes de marzo del año de entrada en vigencia de los peajes y compensaciones, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- P_c = Índice del Precio del Cobre, calculado como el promedio del precio medio mensual de los últimos 12 meses de la libra de cobre en la Bolsa de Metales de Londres. Para estos efectos se considerarán los doce meses que terminan con el tercer mes anterior a aquel en que los CMA resultantes serán aplicados. Para la obtención de este indicador se tomará en cuenta la cotización de la libra de cobre Londres en ctv. US\$/lb, publicado en la Nota Semanal del Banco Central de Reserva del Perú "Cotizaciones CIF de Productos (Datos promedio del periodo)".
- P_{c_o} = Índice inicial del Precio del Cobre, se calcula de manera similar al P_c pero con los últimos 12 meses anteriores al mes de abril del año de entrada en vigencia de los peajes y compensaciones.
- Pal = Índice del precio del Aluminio calculado como el promedio del precio semanal de la tonelada de aluminio de las últimas cincuenta y dos (52) semanas en la Bolsa de Metales de Londres. Para estos efectos se considerará las últimas 52 semanas que terminan con la cuarta semana del tercer mes anterior a aquel en que los CMA serán aplicados. Para la obtención de este indicador se tomará en cuenta el valor promedio semanal (week avg.) de la tonelada de aluminio del London Metal Exchange (LME HG Cash) publicado por la revista Platt's Metals Week.

Pal_0 = Índice inicial del precio del Aluminio, se calcula de manera similar al Pal pero con los datos de las últimas cincuenta y dos (52) semanas anteriores al mes de abril del año de entrada en vigencia de los peajes y compensaciones.

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

En el Cuadro N° 7.1.1, se presentan los coeficientes a, b, c y d, de la fórmula de actualización, los que resultan del cociente del valor de cada componente entre el valor total.

Cuadro N° 7.1-1.: Factores de Actualización

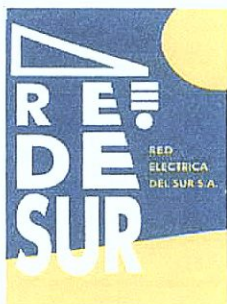
INSTALACION	Procedencia Extranjera	Procedencia Nacional	Aluminio	Cobre	TOTAL
	Mil S/.	Mil S/.	Mil S/.	Mil S/.	Mil S/.
Líneas de Transmisión	617,92	3 220,09	287,33	-	4 125,33
Subestaciones	866,86	782,27	-	18,53	1 667,67
TOTAL	1 484,78	4 002,36	287,33	18,53	5 793,01
	COEFICIENTES				
INSTALACION	Procedencia Extranjera	Procedencia Nacional	Aluminio	Cobre	TOTAL
Líneas de Transmisión	0,1498	0,7806	0,0696	-	1,0000
Subestaciones	0,5198	0,4691	-	0,0111	1,0000
TOTAL	0,2563	0,6909	0,0496	0,0032	1,0000

ANEXO A:

VNR y COyM DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN DEL SEIN

ANEXO A3:

DOCUMENTACIÓN DE REDESUR



Lima, 29 de Octubre de 2008
RDS N° 758/2008

Señores
Red de Energía del Perú S.A.
Av. Canaval y Moreyra N° 522, Piso 11
San Isidro

Atención: Ing. Alberto Muñante
Gerente de Operación del Sistema

Asunto: Información para el Estudio Técnico – Económico de Tarifas en Barra
Mayo 2009 – Abril 2010

Referencia: Carta REP N° GO-423-2008

De nuestra consideración:

En respuesta a su carta de la referencia, les alcanzamos nuestra propuesta para el Peaje de Conexión de Red Eléctrica del Sur S.A. ("REDESUR") para la Fijación de Tarifas en Barra del Período Mayo 2009 – Abril 2010, la cual contiene la información que requiere el Sub-comité de Transmisores.

Con relación al Plan de Obras de Transmisión, ponemos de su conocimiento que a la fecha nuestra empresa no tiene considerada la ejecución de ningún nuevo proyecto de obras de transmisión en sus instalaciones.

La documentación sustentatoria de nuestra propuesta se adjunta en forma impresa y mediante archivo magnético como sigue:

- a) Propuesta del Peaje de Conexión de REDESUR para la Fijación Tarifaria Período Mayo 2009 – Abril 2010 (Anexo A).
- b) Criterios tomados en consideración para la determinación del Costo Total de Transmisión del Sistema Principal de Transmisión de REDESUR (Anexo B).
- c) Cálculo de la Liquidación Anual para el Período Marzo 2008 - Febrero 2009 (Anexo C).

Juan de la Fuente N° 453
San Antonio, Miraflores
Lima 18 - Perú

Telefs.: (51-1) 2426622 - 2426160
Fax: (51-1) 4470970
E-mail: redesur@redesur.com.pe



000423



d) Indices Finished Goods Less Food and Energy (Serie ID: WPSSOP3500), publicado por el Departamento de Trabajo del Gobierno de los Estados Unidos de América al 29 de Octubre de 2008 (Anexo D).

Sin otro particular, quedamos a su disposición.

Muy Atentamente,

Luis Velasco Bodega
Gerente de Administración y Finanzas

CC: Ing. Santiago León
Jefe de Departamento de Comercialización

Adjunto: Lo indicado

000424

ANEXO A

**Propuesta del Peaje de Conexión de
REDESUR para la Fijación
Tarifaria Período
Mayo 2009 - Abril 2010**



ANEXO A

PROPUESTA DEL PEAJE POR CONEXIÓN DE REDESUR PARA LA FIJACIÓN TARIFARIA PERÍODO MAYO 2009 - ABRIL 2010

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

IPP Marzo 2009 (*)	168.90
IPP Setiembre 2000 (IPP base - ETAPA 1)	148.60
IPP Febrero 2001 (IPP base - ETAPA 2)	149.20
Factor de Ajuste - ETAPA 1	1.1366
Factor de Ajuste - ETAPA 2	1.1320

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

(*) IPP Provisional de Setiembre 2008 (último disponible al 29 de Octubre de 2008)

VNR1 según Contrato	\$ 69,741,000
VNR1 - ETAPA 1	\$ 18,619,867
VNR1 - ETAPA 2	\$ 51,121,133
VNR1 Ajustado - ETAPA 1	\$ 21,163,496
VNR1 Ajustado - ETAPA 2	\$ 57,871,041
VNR1 Ajustado	\$ 79,034,538
Anualidad del VNR1	\$ 9,811,637

b) AJUSTE DEL VNR2 DE REDESUR SEGÚN CONTRATO BOOT

IPP Marzo 2009 (*)	168.90
IPP Marzo 2008 (IPP base)	164.90
Factor de Ajuste	1.0243

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

(*) IPP Provisional de Setiembre 2008 (último disponible al 29 de Octubre de 2008)

VNR2 según Contrato	\$ 5,135,788
VNR2 Ajustado	\$ 5,260,367
Anualidad del VNR2	\$ 682,049

c) AJUSTE DEL COyM DE REDESUR SEGÚN CONTRATO BOOT

IPP Marzo 2009 (*)	168.90
IPP Junio 2005 (IPP base)	156.30
Factor de Ajuste	1.0806

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

(*) IPP Provisional de Setiembre 2008 (último disponible al 29 de Octubre de 2008)

COyM Anual según Contrato	\$ 2,216,371
COyM Anual Ajustado	\$ 2,395,042

d) LIQUIDACIONES DE PERÍODO TARIFARIO 2008-2009 (Ver Anexo C)

Liquidación	\$ 222,491
--------------------	-------------------

e) CÁLCULO DE PEAJE POR CONEXIÓN DE REDESUR

aVNR (a)	COyM (b)	Liquidación (c)	Peaje por Conexión Anual (a) + (b) + (c)
\$ 10,493,685	\$ 2,395,042	\$ 222,491	\$ 13,111,218

ANEXO B

**Criterios tomados en consideración
para la determinación del Costo
Total de Transmisión del Sistema
Principal de Transmisión de
REDESUR**

ANEXO B

CRITERIOS TOMADOS EN CONSIDERACIÓN PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO TOTAL DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN DE REDESUR

I. INTRODUCCIÓN

- 1.1 El Contrato de Concesión suscrito por REDESUR (en adelante, el Contrato BOOT), fue celebrado al amparo del Decreto Supremo N°059-96-PCM (en adelante, Ley de Concesiones de Obras Públicas), el cual permite al Estado brindar garantías especiales a los Concesionarios y pactar regímenes tarifarios especiales. Es decir, que el régimen tarifario previsto en los contratos de concesión puede diferir de aquél regulado por la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante, la LCE), lo que en efecto ocurre en el Contrato BOOT celebrado por REDESUR.
- 1.2 Este régimen especial se encuentra regulado en las cláusulas 14 y 5.2.5 del Contrato BOOT. Conforme a dichas cláusulas, la tarifa por el uso del Sistema Principal de Transmisión (en adelante, SPT) debe permitir a REDESUR recuperar el Costo Total de Transmisión, compuesto por el Monto de la Inversión presentado como Oferta Económica en el Concurso Público, así como por los Costos Estándares de Operación y Mantenimiento. Dicha recuperación debe ocurrir a lo largo de los 30 años de operación del SPT.

Como se puede apreciar, para el cálculo del Costo Total de Transmisión SPT se tienen en cuenta dos componentes: (i) la inversión y (ii) los costos de operación y mantenimiento (en adelante, los COyM).

Los criterios que deben utilizarse para determinar ambos conceptos se explican a continuación.

II. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO (VNR)

Con fecha 10 de abril de 2008, REDESUR y el Ministerio de Energía y Minas suscribieron el Addendum N° 5 al Contrato BOOT.

2.1 Con la suscripción del mencionado Addendum, la cláusula 5.2.5.1 (i) del Contrato BOOT quedó modificada a efectos de considerar un VNR que resulte de la suma de los siguientes componentes:

- (i) 69'741,000.00, (VNR₁) monto que ajustado anualmente por la variación en el "Finished Goods Less Food and Energy" (Serie: ID: WPSSOP3500), publicado por el Departamento del Trabajo del Gobierno de los Estados Unidos de América tomando como base el valor vigente a la Puesta en Operación Comercial; y,
- (ii) US\$ 5'135,788.00 (VNR₂), ajustado anualmente por la variación en el "Finished Goods Less Food and Energy" (Serie: ID: WPSSOP3500), publicado por el Departamento del Trabajo del Gobierno de los Estados Unidos de América, tomando como base el valor vigente en marzo del 2008.

2.2 Asimismo, mediante dicho Addendum se determinó que la anualidad de la inversión será calculada aplicando las siguientes consideraciones:

- (i) Un plazo de 30 años para el VNR₁ y de 22 años y 11 meses para el VNR₂, al considerar el periodo desde el inicio del pago en tarifa del VNR₂ hasta el vencimiento del plazo de la Concesión.
- (ii) La tasa de actualización de 12% hasta cubrir los primeros diez (10) años del Sistema de Transmisión, contados a partir de la Puesta en Operación Comercial. Posteriormente, y hasta el vencimiento del plazo de la Concesión, la tasa fijada en las Leyes Aplicables.

III. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (COyM)

- 3.1 Con fecha 15 de junio de 2006, REDESUR y el Ministerio de Energía y Minas suscribieron el Addendum N° 4 al Contrato BOOT.

Con la suscripción del mencionado Addendum, la cláusula 5.2.5.1 (ii) del Contrato BOOT quedó modificada a efectos de considerar como COyM la suma fija de US\$2'216,371.00, ajustada por el índice "Finished Goods Less Food and Energy (Serie ID: WPSSOP3500)" tomando como base el índice 156.3, correspondiente a junio de 2005.

IV. LIQUIDACIÓN DE INGRESOS ANUALES. PERÍODO 2008-2009.

- 5.1 La Liquidación de los ingresos anuales de REDESUR debe realizarse de acuerdo con la norma aprobada mediante la Resolución OSINERGMIN N° 335-2004-OS/CD, "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el servicio de Transmisión de Electricidad con modalidad de Contrato de Concesión" (en adelante, "el Procedimiento").

El artículo 1° del Procedimiento señala que éste tiene por objeto efectuar la liquidación anual de los ingresos por el servicio de transmisión eléctrica de las instalaciones sujetas al régimen de Contrato BOOT, bajo criterios uniformes pero respetando las particularidades de cada Contrato, en concordancia con lo dispuesto por el Artículo 25 del Texto Único Ordenado aprobado por Decreto Supremo N° 059-96-PCM y modificado por el Artículo 2° de la Ley N° 26885.

ANEXO C

**Cálculo de la Liquidación Anual
para el Período
Marzo 2008 - Febrero 2009**



ANEXO C

CÁLCULO DE LA LIQUIDACIÓN ANUAL PARA EL PERÍODO MARZO 2008 - FEBRERO 2009

AJUSTE DEL VNR1 DE REDESUR

Año	2007	2008
IPP Marzo	160.70	164.90
IPP Setiembre 2000 (IPP base - ETAPA 1)	148.60	148.60
IPP Febrero 2001 (IPP base - ETAPA 2)	149.20	149.20
Factor de Ajuste - ETAPA 1	1.0814	1.1097
Factor de Ajuste - ETAPA 2	1.0771	1.1052
VNR1 según Contrato	\$ 69,741,500	\$ 69,741,000
VNR1 - ETAPA 1	\$ 18,620,000	\$ 18,619,867
VNR1 - ETAPA 2	\$ 51,121,500	\$ 51,121,133
VNR1 Ajustado - ETAPA 1	\$ 20,136,164	\$ 20,662,288
VNR1 Ajustado - ETAPA 2	\$ 55,061,830	\$ 56,500,502
VNR1 Ajustado	\$ 75,197,994	\$ 77,162,790
Anualidad del VNR1	\$ 9,335,354	\$ 9,579,271

AJUSTE DEL VNR2 DE REDESUR

Año	2007	2008
IPP Marzo		164.90
IPP Marzo 2008 (IPP base)		164.90
Factor de Ajuste		1.0000
VNR2 según Contrato		\$ 5,135,788
VNR2 Ajustado		\$ 5,135,788
Anualidad del VNR2		\$ 665,896

AJUSTE DEL COyM DE REDESUR

Año	2007	2008
IPP Marzo	160.70	164.90
IPP Junio 2005 (IPP base)	156.30	158.30
Factor de Ajuste	1.0282	1.0550
COyM Anual según Contrato	\$ 2,216,371	\$ 2,216,371
COyM Anual Ajustado	\$ 2,278,764	\$ 2,338,321

FIJACIÓN TARIFARIA 2007 - 2008 PERÍODO TARIFARIO DEL 1° MAYO 2007 AL 30 ABRIL 2008

CÁLCULO DEL COSTO TOTAL DE TRANSMISIÓN (CTT)

VNR ajustado al 30 de abril de 2007	\$ 75,197,994.29
aVNR ajustado al 30 de abril de 2007	\$ 9,335,354.05
COyM revisado regulación mayo 2007	\$ 2,278,764.04
Liquidación Período 2006-2007	\$ -262,053.00
Costo Total anual para la Fijación Tarifaria (CTT)	\$ 11,352,065.09
Costo Total mensual	\$ 897,644.96

FIJACIÓN TARIFARIA 2008 - 2009 PERÍODO TARIFARIO DEL 1° MAYO 2008 AL 30 ABRIL 2009

CÁLCULO DEL COSTO TOTAL DE TRANSMISIÓN (CTT)

VNR ajustado al 30 de abril de 2008	\$ 82,298,578.03
aVNR ajustado al 30 de abril de 2008	\$ 10,245,166.87
COyM revisado regulación mayo 2008	\$ 2,338,321.04
Liquidación Período 2007-2008	\$ -329,042.06
Costo Total anual para la Fijación Tarifaria (CTT)	\$ 12,254,445.85
Costo Total mensual	\$ 968,999.16

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

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN DE REDESUR (SPT)

Periodo de Facturación	Fecha de Tipo de Cambio Monetario	Tipo de Cambio Aplicado S/US \$	Facturación Mensual				Valor Actualizado al 28 de Febrero del 2009	INGRESOS ESPERADOS		
			Poaje Facturado (S/.)	Ingreso Tarifario Facturado (S/.)	Total Facturado			Total US\$	Valor Presente a Febrero 28	
					(S/.)	(US \$)				
1	2008-03	2008-04-14	2.728	2,684,688.97	9,087.60	2,693,756.57	987,447.42	1,095,545.71	897,644.96	995,912.35
2	2008-04	2008-05-14	2.763	2,482,142.28	8,402.01	2,490,544.29	901,391.35	990,668.61	897,644.96	988,551.17
3	2008-05	2008-06-13	2.892	2,595,729.15	5,764.98	2,601,494.13	899,548.45	979,350.34	968,999.16	1,054,962.25
4	2008-06	2008-07-14	2.824	2,740,932.49	4,770.61	2,745,703.10	972,274.47	1,048,578.37	968,999.16	1,045,046.02
5	2008-07	2008-08-14	2.929	2,915,929.96	3,828.11	2,919,758.07	999,844.68	1,064,971.56	968,999.16	1,035,223.00
6	2008-08	2008-09-12	2.963	2,738,506.04	4,762.89	2,741,268.93	925,166.70	979,104.40	968,999.16	1,025,492.32
7	2008-09	2008-10-14	3.045	2,841,598.07	4,945.82	2,846,543.89	934,825.58	980,027.13	968,999.16	1,015,853.10
8	2008-10	2008-10-14	3.045	2,841,598.07	4,945.82	2,846,543.89	934,825.58	970,815.26	968,999.16	1,006,304.48
9	2008-11	2008-10-14	3.045	2,841,598.07	4,945.82	2,846,543.89	934,825.58	961,889.98	968,999.16	996,845.62
10	2008-12	2008-10-14	3.045	2,841,598.07	4,945.82	2,846,543.89	934,825.58	952,550.48	968,999.16	987,475.67
11	2009-01	2008-10-14	3.045	2,841,598.07	4,945.82	2,846,543.89	934,825.58	943,695.95	968,999.16	978,193.79
12	2009-02	2008-10-14	3.045	2,841,598.07	4,945.82	2,846,543.89	934,825.58	934,825.58	968,999.16	968,999.16
TOTAL						33,271,788.43	11,291,626.56	11,801,923.38	11,485,281.51	12,096,858.93

Saldo de Liquidación a Febrero 2009 194,935.66

Saldo al 30 de abril de 2010 222,490.81

000432

ANEXO D

Índices Finished Goods Less Food and
Energy (Serie ID: WPSSOP3500),
publicado por el Departamento de
Trabajo del Gobierno de los Estados
Unidos de América al 29 de Octubre
de 2008



U.S. Department of Labor



www.bls.gov

Search: All BLS.gov

for:

Search



Bureau of Labor Statistics

[Newsroom](#) | [Tutorials](#) | [Release Calendar](#)

[Home](#) [Subject Areas](#) [Databases & Tables](#) [Publications](#) [Economic Releases](#)

[A - Z Index](#) | [About BLS](#)

Databases, Tables & Calculators by Subject

FONT SIZE:

Change
Output
Options:

From: 1998 To: 2008



include graphs **NEW!**

[More Formatting Options](#)

Data extracted on: October 29, 2008 (2:03:21 PM)

Producer Price Index-Commodities

Series Id:	WSSOP3500												
Seasonally Adjusted	Seasonally Adjusted												
Group:	Stage of processing												
Item:	Finished goods less food and energy												
Base Date:	198200												
Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
1998	142.4	142.6	143.3	143.4	143.5	143.5	143.8	143.8	144.0	144.2	144.3	145.8	
1999	145.6	145.7	145.7	145.7	145.7	145.8	145.8	145.7	146.5	146.9	146.9	147.0	
	(r)	(r)	(r)	(r)	(r)	(r)	(r)	(r)	(r)	(r)	(r)	(r)	
2000	146.8	147.3	147.4	147.4	147.8	147.8	148.1	148.2	148.6	148.5	148.7	148.9	
2001	149.5	149.2	149.5	149.8	150.1	150.2	150.5	150.5	150.7	149.8	150.2	150.4	
2002	150.0	150.1	150.0	150.3	150.2	150.5	150.0	149.9	150.3	150.5	150.3	149.5	
2003	149.8	149.9	150.7	149.9	150.1	150.1	150.3	150.5	150.4	151.1	151.0	151.0	
2004	151.3	151.3	151.7	152.0	152.2	152.7	152.4	152.8	153.1	153.8	154.0	154.4	
2005	155.3	155.3	155.6	156.0	156.4	156.2	156.8	156.8	157.0	156.7	156.7	156.7	
2006	157.5	158.0	158.3	158.4	158.8	159.0	158.1	158.7	159.1	158.3	159.8	159.9	
2007	160.1	160.8	160.7	161.0	161.4	161.7	162.0	162.2	162.3	162.5	163.0	163.1	
2008	164.0	164.7	164.9	165.8	166.2	166.7	167.8	168.2	168.9				
						(p)	(p)	(p)	(p)				

r : Revised
p : Preliminary. All indexes are subject to revision four months after original publication.

Quick Links

[Tools](#)

[Calculators](#)

[Help](#)

[Info](#)

000434

ANEXO A:

VNR y COyM DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN DEL SEIN

ANEXO A4:

DOCUMENTACIÓN DE TRANSMANTARO



TRANSMANTARO

PROPUESTA TARIFARIA DE CONSORCIO TRANSMANTARO
REGULACIÓN TARIFA EN BARRA MAYO 2009- ABRIL 2010

NOVIEMBRE 2008

INFORME

PROPUESTA TARIFARIA DE CONSORCIO TRANSMANTARO REGULACIÓN TARIFA EN BARRA MAYO 2009- ABRIL 2010

1. Actualización del VNR y COyM

Valor Nuevo de Reemplazo			Costo de Operación y Mantenimiento		
VNR			COyM		
Inicial US \$	Actualizado US \$	Var.	Inicial US \$	Actualizado US \$	Var.
C. BOOT	May-08	%	Addendum 4	May-08	%
\$179,179,000.00	\$203,656,346.57	12.02%	\$5,171,779.00	\$5,765,765.50	10.30%
PPI Inicial	PPI Final ⁽¹⁾		PPI Inicial	PPI Final ⁽¹⁾	
Sep-00	Feb-09	Preliminarmente índice de Setiembre 2008	Ref Addendum 4	Feb-09	
148.6	168.9		151.5	168.9	

Cuadro N° 3

Monto a Restituir		
Del Monto a Rest Experto		
Inicial US \$	Actualizado US \$	Var.
Addendum 5	May-08	%
\$7,145,626.00	\$7,761,390.56	7.93%
PPI Inicial	PPI Final ⁽¹⁾	
Ref Addendum 5	Feb-09	
155.5	168.9	

Preliminarmente se está determinando el VNR, Monto a Restituir (Adenda 5 del Contrato de Concesión de CTM) y COyM con el último índice disponible (preliminar) WPSSOP3500 el cual es de 168.9.

Bureau of Labor Statistics Data - Microsoft Internet Explorer

Archivo Edición Ver Favoritos Herramientas Ayuda

http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost

Databases, Tables & Calculators by Subject

Change Output Options: From: 1998 To: 2008 GO

include graphs NEW!

More Formatting Options →

Data extracted on: October 30, 2008 (12:59:31 PM)

Producer Price Index-Commodities

Series Id: WPSSOP3500
Seasonally Adjusted
Group: Stage of processing
Item: Finished goods less food and energy
Base Date: 198200

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
1998	142.4	142.6	143.3	143.4	143.5	143.5	143.8	143.8	144.0	144.2	144.3	145.8	
1999	145.6(r)	145.7(r)	145.7(r)	145.7(r)	145.7(r)	145.8(r)	145.8(r)	145.7(r)	146.5(r)	146.9(r)	146.9(r)	147.0(r)	
2000	146.8	147.3	147.4	147.4	147.8	147.8	148.1	148.2	148.6	148.5	148.7	148.9	
2001	149.5	149.2	149.5	149.8	150.1	150.2	150.5	150.5	150.7	149.8	150.2	150.4	
2002	150.0	150.1	150.0	150.3	150.2	150.5	150.0	149.9	150.3	150.5	150.3	149.5	
2003	149.8	149.9	150.7	149.9	150.1	150.1	150.3	150.5	150.4	151.1	151.0	151.0	
2004	151.3	151.3	151.7	152.0	152.2	152.7	152.4	152.8	153.1	153.8	154.0	154.4	
2005	155.3	155.3	155.6	156.0	156.4	156.2	156.8	156.8	157.0	156.7	156.7	156.7	
2006	157.5	158.0	158.3	158.4	158.8	159.0	158.1	158.7	159.1	158.3	159.8	159.9	
2007	160.1	160.8	160.7	161.0	161.4	161.7	162.0	162.2	162.3	162.5	163.0	163.1	
2008	164.0	164.7	164.9	165.8	166.2	166.7(p)	167.8(p)	168.2(p)	168.9(p)				

r : Revised
p : Preliminary. All indexes are subject to revision four months after original publication.

2. Liquidación Anual Marzo 2008-Febrero 2009

LIQUIDACION ANUAL DE INGRESOS POR CONTRATO BOOT								
2008-2009								
SISTEMA DE TRANSMISION 220KV MANTARO-SOCABAYA_TRM								
PERÍODO DE FACTURACION	Fecha de Tipo de Cambio Monetario	Tipo de Cambio	Facturación Mensual				Valor Actualizado al 29 de Febrero 2009	
			US \$	Peaje Facturado \$/.	Ingreso Tarifario Facturado \$/.	Total Facturado \$/.		Total Facturado US \$
1	2008-03	14/04/2008	2.728	6,409,942.23	661,370.00	7,071,312.23	2,592,123.25	2,875,889.32
2	2008-04	14/05/2008	2.763	5,926,387.81	611,477.40	6,537,865.21	2,366,219.76	2,600,579.27
3	2008-05	13/06/2008	2.892	6,715,619.59	111,163.57	6,826,783.16	2,360,575.09	2,569,989.43
4	2008-06	14/07/2008	2.824	6,701,832.44	111,665.12	6,813,497.56	2,412,711.60	2,602,060.72
5	2008-07	14/08/2008	2.929	6,760,894.55	113,380.64	6,874,275.19	2,346,970.02	2,507,367.86
6	2008-08	12/09/2008	2.963	6,691,009.31	111,484.85	6,802,494.16	2,295,813.08	2,429,660.19
7	2008-09	14/10/2008	3.045	6,947,968.96	115,766.30	7,063,735.26	2,319,781.69	2,431,949.91
8	2008-10		3.045	6,947,968.96	115,766.30	7,063,735.26	2,319,781.69	2,409,090.55
9	2008-11		3.045	6,947,968.96	115,766.30	7,063,735.26	2,319,781.69	2,386,446.06
10	2008-12		3.045	6,947,968.96	115,766.30	7,063,735.26	2,319,781.69	2,364,014.42
11	2009-01		3.045	6,947,968.96	115,766.30	7,063,735.26	2,319,781.69	2,341,793.62
12	2009-02		3.045	6,947,968.96	115,766.30	7,063,735.26	2,319,781.69	2,319,781.69
TOTAL				80,893,499.69	2,415,139.38	83,308,639.07	28,293,102.98	29,838,623.06

3. Costo Total de Transmisión

Cuadro Resumen

No.	Concepto	Monto (USD)
1 (1)	Valor Nuevo de Reemplazo	\$203,656,347
2 (1)	Costo de Operación y Mantenimiento (addendum No. 4)	\$5,765,765
3 (1)	Del monto a restituir (addendum No. 5 al Contrato BOOT)	\$7,761,391
4 (2)	Liquidación anual 2008-2009	\$531,127

Fijación para período 2009-2010

VNR ajustado (USD)	203,656,347
MAR ajustado (USD)	7,761,391
aVNR (USD)	25,282,644
aMAR (USD)	982,995
COyM ajustado (USD)	5,765,765
Liquidación Periodo 2008-2009 (USD)	531,127
Costo Total de Transmisión (USD)	32,562,531

El Costo Total de Transmisión es US\$ 32'562,531 para el periodo Mayo 2009-Abril 2010.

4. Fórmula de Actualización

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

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

- PCSPT 1: Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, actualizado, en S/./kWmes.
- PCSPT 0: Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, publicado en la presente Resolución, en S/./kW-mes.
- FAPCSPT: Factor de Actualización del Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión.
- FTC: Factor por variación del Tipo de Cambio.
- TC: Tipo de Cambio. Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de América, determinado la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, correspondiente a la "COTIZACIÓN DE OFERTA

Y DEMANDA – TIPO DE CAMBIO PROMEDIO PONDERADO” o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

- TCo: Tipo de Cambio inicial. Preliminarmente se está considerando el del último día hábil de octubre 2008, igual S/. 3,090 por US Dólar.

5. Observaciones

Como parte de la liquidación anual de los ingresos del periodo Marzo 08-Febrero 09, no se está considerando las Notas de Crédito y Débito con motivo de los recálculos del COES (Informe N° DTR-072-2008) para el periodo Mayo 2007-Abril 2008, ya que corresponde a un periodo tarifario anterior y no modifican los montos totales a recaudar solo la proporción de asignación de pago entre los generadores.

6. Plan de Obras

- (1) Sistema Complementario de Transmisión: Proyecto Línea de Transmisión Chilca REP-Platanal 220 kV. Fecha prevista de disponibilidad de la instalación Agosto 2009.

Líneas de Transmisión:

1) L.T. Chilca REP - Platanal:

- Longitud (km): 108 aproximadamente
- Nivel de Tensión: 220 kV
- Numero de circuitos: 1
- Capacidad (MVA): 358 MVA

Subestaciones:

1) S.E. Chilca REP

- 01 celda 220 kV para la L.T. Chilca REP-Platanal

- Capacidad (MVA): 700 MVA (350 MVA por circuito)

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

3) Enlaces:

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

Subestaciones:

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

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

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

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

3) S.E. La Planicie 220 kV

- Sistema Doble Barra 220 kV
- Dos celdas para la L.T. Chilca Nueva-La Planicie 220 kV

- Dos celdas para el enlace La Planicie-Zapallal Nueva 220 kV
- Celda de acoplamiento 220 kV

4) Ampliación S.E. Chilca REP 220 kV

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

5) Ampliación S.E. Zapallal 220 kV

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

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

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

Líneas de Transmisión:

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

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

Subestaciones:

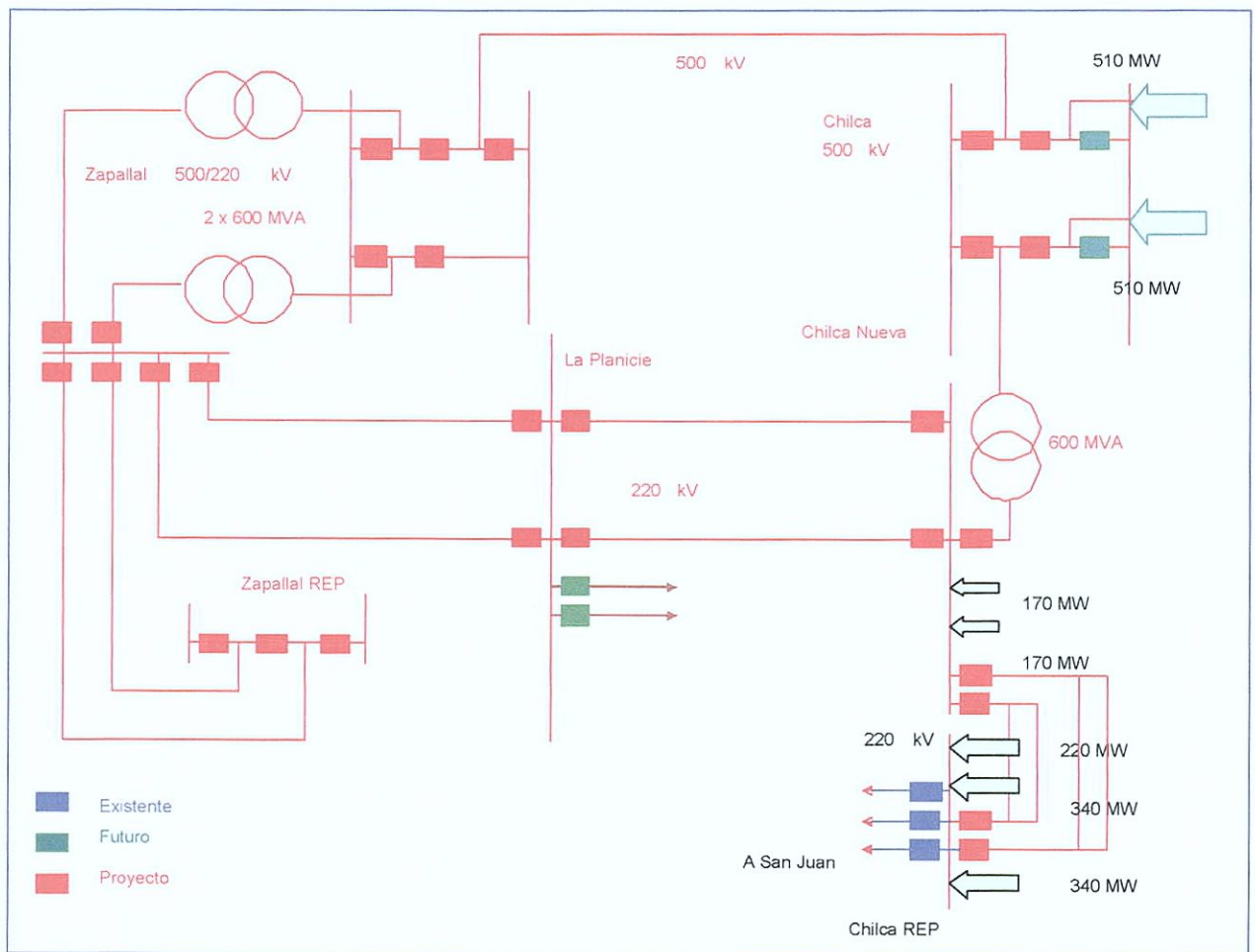
2) S.E. Chilca Nueva 220/500 kV (Etapa 2: 500 kV)

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

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

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

CONFIGURACIÓN GENERAL



ANEXO A:

VNR y COyM DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN DEL SEIN

ANEXO A5:

DOCUMENTACIÓN DE ISA PERÚ



ISA PERÚ

PROPUESTA TARIFARIA DE ISA PERÚ
REGULACIÓN TARIFA EN BARRA MAYO 2009- ABRIL 2010

NOVIEMBRE 2008

000446

INFORME

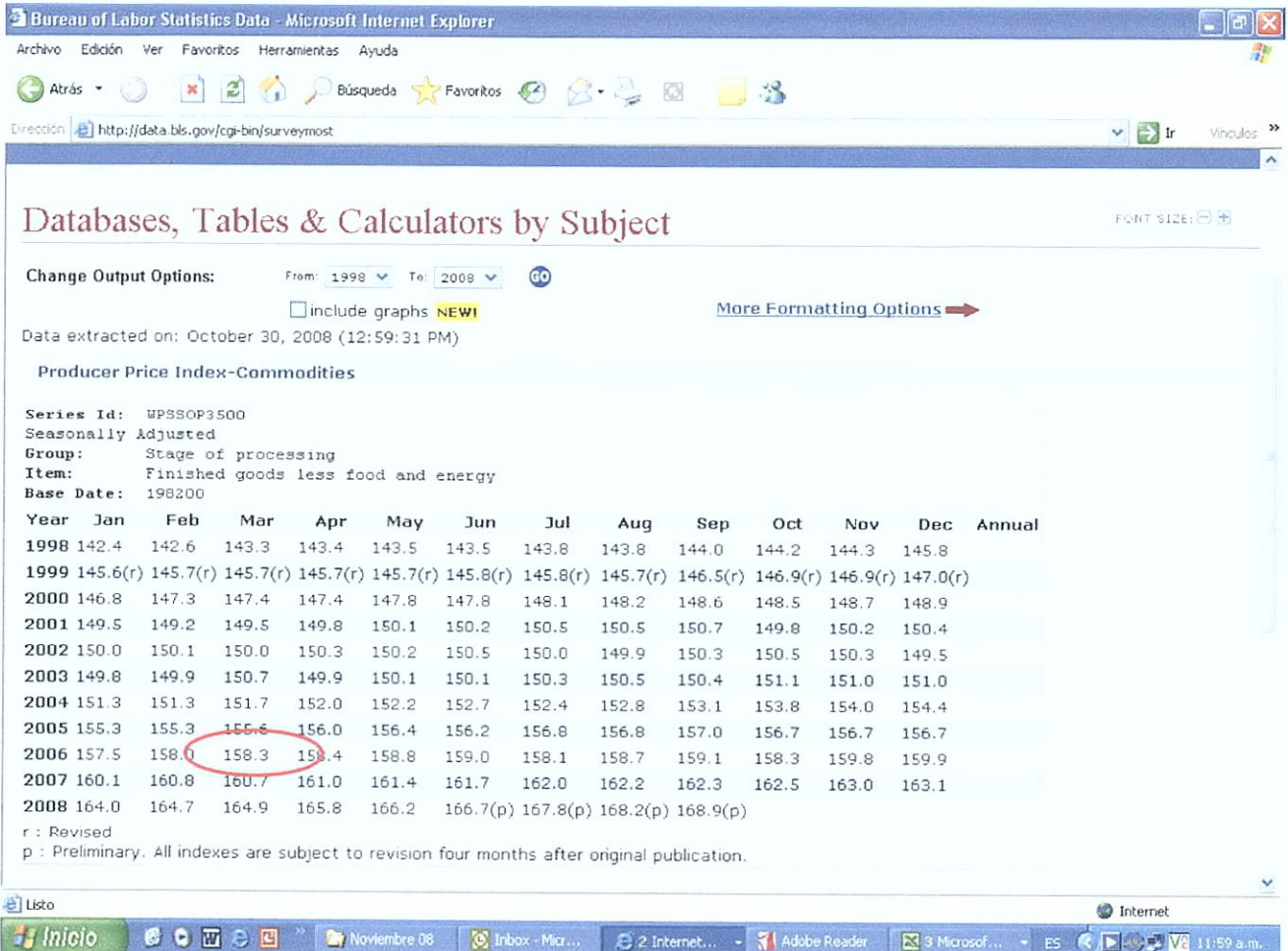
PROPUESTA TARIFARIA DE ISA PERÚ REGULACIÓN TARIFA EN BARRA MAYO 2009- ABRIL 2010

1. Actualización del VNR y COyM

VNR y COyM ISA Perú

Descripción	VNR	COYM
Inicial (US\$)	57,263,887	1,717,916.61
PPI Inicial (Ago-02)	149.90	
PPI Final (Marzo-06) ⁽¹⁾	158.30	
Actualizado (US\$)	60,472,804	1,814,184.12

(1) Dato Definitivo



Bureau of Labor Statistics Data - Microsoft Internet Explorer

Archivo Edición Ver Favoritos Herramientas Ayuda

Atrás Búsqueda Favoritos

Dirección <http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost>

Databases, Tables & Calculators by Subject

Change Output Options: From: 1998 To: 2008 GO

include graphs **NEW!** [More Formatting Options](#)

Data extracted on: October 30, 2008 (12:59:31 PM)

Producer Price Index-Commodities

Series Id: WPSSOP3500
Seasonally Adjusted
Group: Stage of processing
Item: Finished goods less food and energy
Base Date: 198200

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
1998	142.4	142.6	143.3	143.4	143.5	143.5	143.8	143.8	144.0	144.2	144.3	145.8	
1999	145.6(r)	145.7(r)	145.7(r)	145.7(r)	145.7(r)	145.8(r)	145.8(r)	145.7(r)	146.5(r)	146.9(r)	146.9(r)	147.0(r)	
2000	146.8	147.3	147.4	147.4	147.8	147.8	148.1	148.2	148.6	148.5	148.7	148.9	
2001	149.5	149.2	149.5	149.8	150.1	150.2	150.5	150.5	150.7	149.8	150.2	150.4	
2002	150.0	150.1	150.0	150.3	150.2	150.5	150.0	149.9	150.3	150.5	150.3	149.5	
2003	149.8	149.9	150.7	149.9	150.1	150.1	150.3	150.5	150.4	151.1	151.0	151.0	
2004	151.3	151.3	151.7	152.0	152.2	152.7	152.4	152.8	153.1	153.8	154.0	154.4	
2005	155.3	155.3	155.6	156.0	156.4	156.2	156.8	156.8	157.0	156.7	156.7	156.7	
2006	157.5	158.0	158.3	158.4	158.8	159.0	158.1	158.7	159.1	158.3	159.8	159.9	
2007	160.1	160.8	160.7	161.0	161.4	161.7	162.0	162.2	162.3	162.5	163.0	163.1	
2008	164.0	164.7	164.9	165.8	166.2	166.7(p)	167.8(p)	168.2(p)	168.9(p)				

r : Revised
p : Preliminary. All indexes are subject to revision four months after original publication.

2. Liquidación Anual Marzo 2008-Febrero 2009

Sistema Principal de Transmisión_ISA

PERÍODO DE FACTURACION	Fecha de Tipo de Cambio Monetario	Tipo de Cambio Aplicado SI./US\$	Facturación Mensual			Valor actualizado al 28 de febrero de 2009 US\$	
			Peaje Facturado SI.	Ingreso Tarifario Facturado SI.	Total Facturado US\$		
1	2008-03	14/04/2008	2.728	2,071,448.08	19,229.40	766,377.3754	850,274.58
2	2008-04	14/05/2008	2.763	1,978,143.59	17,778.77	722,375.0851	793,921.89
3	2008-05	13/06/2008	2.892	1,968,162.42	12,256.75	684,792.2441	745,542.40
4	2008-06	14/07/2008	2.824	2,020,482.99	12,671.77	719,955.6516	776,457.63
5	2008-07	14/08/2008	2.929	2,038,066.27	13,224.60	700,338.2963	748,201.18
6	2008-08	12/09/2008	2.963	2,022,220.00	12,651.33	686,760.4894	726,798.99
7	2008-09	14/10/2008	3.045	2,094,688.74	13,140.20	692,226.2529	725,697.41
8	2008-10		3.045	2,094,688.74	13,140.20	692,226.2529	718,876.15
9	2008-11		3.045	2,094,688.74	13,140.20	692,226.2529	712,119.00
10	2008-12		3.045	2,094,688.74	13,140.20	692,226.2529	705,425.36
11	2009-01		3.045	2,094,688.74	13,140.20	692,226.2529	698,794.64
12	2009-02		3.045	2,094,688.74	13,140.20	692,226.2529	692,226.25
TOTAL							8,894,335.49

3. Costo Total de Transmisión

Nº	Concepto	Monto (USD)
1	Valor Nuevo de Reemplazo	60,472,804
2	Costo Operación y Mantenimiento	1,814,184
3	Liquidación Marzo 2008 - Febrero 2009	207,253

4	Anualidad del VNR (USD)	7,507,315
5	Costo Operación y Mantenimiento (COYM)	1,814,184
6	Liquidación Marzo 2008 - Febrero 2009	207,253
7	Costo Total de Transmisión 2009-2010 (USD)	9,528,752

El Costo Total de Transmisión es US\$ 9'528,752 para el periodo Mayo 2009-Abril 2010.

4. Fórmula de Actualización

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

$$FAPCSPT = FTC = TC / TC_0$$

- PCSPT 1: Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, actualizado, en S/./kWmes.
- PCSPT 0: Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, publicado en la presente Resolución, en S/./kW-mes.
- FAPCSPT: *Factor de Actualización del Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión.*
- FTC: Factor por variación del Tipo de Cambio.
- TC: Tipo de Cambio. Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de América, determinado la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, correspondiente a la "COTIZACIÓN DE OFERTA Y DEMANDA – TIPO DE CAMBIO PROMEDIO PONDERADO" o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- TCo: Tipo de Cambio inicial. Preliminarmente se está considerando el del último día hábil de octubre 2008, igual S/. 3,090 por US Dólar.

5. Observaciones

Como parte de la liquidación anual de los ingresos del periodo Marzo 08-Febrero 09, no se está considerando las Notas de Crédito y Débito con motivo de los recálculos del COES (Informe N° DTR-072-2008) para el periodo Mayo 2007-Abril 2008, ya que corresponde a un periodo tarifario anterior y no modifican los montos totales a recaudar solo la proporción de asignación de pago entre los generadores.

6. Plan de Obras

No se tiene previsto la realización de proyectos.

ANEXO A:

VNR y COyM DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN DEL SEIN

ANEXO A6:

DOCUMENTACIÓN DE SAN GABÁN



**PROPUESTA DE TARIFARIA
FIJACIÓN DE TARIFAS EN BARRA
PERÍODO MAYO 2009 - ABRIL 2013
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN DE LA
EMPRESA SAN GABÁN**

OCTUBRE, 2008



VMCASAC

000451



NDICE

RESUMEN EJECUTIVO.....	3
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. ANTECEDENTES.....	5
1.1. OBJETO DEL ESTUDIO.....	5
1.2. BASE CONCEPTUAL.....	5
2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE SAN GABÁN.....	7
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
3. CÁLCULO DEL VNR DEL SPT DE SAN GABAN.....	14
4. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO.....	15
4.1. METODOLOGÍA.....	15
4.1.1. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO.....	16
4.2. COSTO DE LOS MÓDULOS.....	16
4.2.1. SUBESTACIONES.....	16
4.2.2. TELECOMUNICACIONES Y CENTRO DE CONTROL.....	17
4.3. VALORIZACIÓN DEL SPT.....	17
4.3.1. SUBESTACIONES.....	17
4.3.2. TELECOMUNICACIONES Y CENTRO DE CONTROL.....	19
4.4. VNR TOTAL DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN.....	20
4.4.1. RESULTADO.....	20
5. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....	21
6. DETERMINACIÓN DEL COSTO ANUAL TOTAL DE TRANSMISIÓN Y PEAJE ANUAL.....	22
7. FORMULA DE ACTUALIZACIÓN DE LOS CMA, PEAJES Y COMPENSACIONES.....	23



RELACIÓN DE CUADROS

CUADRO N° 2.3-1.: CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	9
CUADRO N° 2.3-2.: CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR.....	9
CUADRO N° 2.3-3.: CARACTERÍSTICAS DEL CABLE DE GUARDA	10
CUADRO N° 4.3-1.: VALORIZACIÓN DE LAS SUBESTACIONES – US \$.....	18
CUADRO N° 4.3-2.: COSTO TOTAL DEL SISTEMA DE TELECOMUNICACIONES DE SAN GABÁN – US \$	19
CUADRO N° 4.3-3.: ASIGNACIÓN DEL CENTRO DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES AL SPT.....	19
CUADRO N° 4.4-1.: VALORIZACIÓN DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN	20
CUADRO N° 5.1-1.: RESUMEN DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN DE SAN GABÁN	21
CUADRO N° 6.1-1.: DETALLE DE LOS CTT Y PEAJE ANUAL DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN DE SAN GABÁN	22
CUADRO N° 7.1-1.: FACTORES DE ACTUALIZACIÓN	25



RESUMEN EJECUTIVO

1. OBJETO

El presente estudio contiene la propuesta de Tarifas del Sistema Principal de Transmisión de SAN GABÁN para la Fijación de Tarifas en Barra, período mayo 2008 – abril 2009.

2. BASE CONCEPTUAL

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

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

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

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



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

...”

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

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

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

3. SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN 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 138kV, 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.

Descripción	VNR	aVNR	COyM	Costo Anual	Ingreso Tarifario	Peaje Anual
	US\$	US\$/Año	US\$/Año	US\$/Año	US\$/Año	US\$/Año
Subestaciones	1 149 819	142 743	33 910	176 653	-	176 653
Líneas de Transmisión	-	-	-	-	-	-
TOTAL ZONA 1	1 149 819	142 743	33 910	176 653	-	176 653

tasa	12%
Vida Útil	30
Mensualidad	0,009488793



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 2008 – abril 2009.

1.2. BASE CONCEPTUAL

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

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

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

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



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

..."

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

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

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



2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE 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. CÁLCULO DEL VNR DEL SPT DE SAN GABAN



4. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO

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

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

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

4.1. METODOLOGÍA

La metodología seguida contempla las siguientes actividades:

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

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



edificios destinados a albergar el equipamiento indicando los terrenos y las obras generales.

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

4.1.1. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO

SUBESTACIONES

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

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

Las obras civiles están conformadas por los siguientes rubros:

- Bases de Equipos y Pórticos; y
- Canaletas.

Las obras electromecánicas están conformadas por los siguientes rubros:

- Equipos principales; y
- Equipos complementarios.

En los Formularios I-201 al I-222, se muestra la valorización de los módulos de subestaciones y en los Formulario I-401, el análisis de costos unitarios de los mismos.

4.2. COSTO DE LOS MÓDULOS

4.2.1. SUBESTACIONES

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



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

ARANCELES, GASTOS DE ADUANA Y SERVICIO LOCAL

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

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

De igual manera no se ha aplicado el IGV a los servicios locales es decir el 19 % a la supervisión de importación, más desaduanaje, más flete y seguro local.

En los Formularios I-201 al I-222, se muestra la valorización de los módulos de subestaciones y en los Formulario I-401, el análisis de costos unitarios de los mismos.

4.2.2. TELECOMUNICACIONES Y CENTRO DE CONTROL

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

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

En los Formularios I-301 al I-302, se muestra la valorización de los módulos de subestaciones y en los Formulario I-401, el análisis de costos unitarios de los mismos.

4.3. VALORIZACIÓN DEL SPT

4.3.1. SUBESTACIONES

CRITERIOS

- La valorización de las subestaciones se determina en base al número de módulos de cada subestación y al costo de cada módulo, de acuerdo a cómo están contruidos actualmente.



- Los costos indirectos de las subestaciones, tales como, Ingeniería y Supervisión, Gastos Financieros y Gastos Administrativos y Utilidad, son costos que se han determinado según porcentajes determinados en estudios similares.
- Se ha considerado el área real para los componentes de las subestaciones, que contemplan el área requerida para el equipamiento y su eventual área libre, las áreas han sido determinadas de los planos de subestaciones..
- La determinación de los Costos Eficientes se ha evaluado considerando los componentes del sistema con los costos unitarios definidos anteriormente para los módulos.
- Los costos se reducen a costos en celdas de línea, transformador y reactor, y costo de transformadores, reactor y la inductancia a neutro, para cuyo efecto los otros costos son prorrateados entre las celdas teniendo el siguiente procedimiento:

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

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

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

En el Cuadro N° 4.3-1 se muestra el resumen de la valorización de las subestaciones del Sistema Principal de Transmisión.

Cuadro N° 4.3-1.: Valorización de las Subestaciones – US \$

Subestaciones	Moneda Extranjera	Moneda Nacional	Total
Azángaro	239 700	640 535	880 235
TOTAL SPT	239 700	640 535	880 235

El VNR de las Subestaciones del SPT de SAN GABÁN asciende a la suma de US \$ 880 235.



4.3.2. TELECOMUNICACIONES Y CENTRO DE CONTROL

CRITERIOS

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

El costo total de Telecomunicaciones y Centro de Control, se muestra en el Cuadro N° 4.3-2.

Cuadro N° 4.3-2.: Costo Total del Sistema de Telecomunicaciones de SAN GABÁN – US
\$

TAMAÑO DE EMPRESA	MÓDULO	VNR		TOTAL US\$
		M.N	M.E	
PEQUEÑA	TELPEQ	290 378	261 387	551 764
PEQUEÑA	CCPEQ	630 997	728 961	1 359 957
TOTAL TEL Y CC		921 374	990 347	1 911 722

ASIGNACIÓN DE LOS COSTOS A LOS SISTEMAS PRINCIPAL Y SECUNDARIO

En el Cuadro N° 4.3-2, se muestra la asignación de estos costos al Sistema Secundario o al Sistema Principal corresponde a la ponderación del Costo Medio de Inversión del Sistema Principal de Transmisión y Sistema Secundario de Transmisión.

Cuadro N° 4.3-3.: Asignación del Centro de Control y Telecomunicaciones al SPT

Sistema de Transmisión	VNR	% de Asignación	M.N	M.E	Total Módulo
			921 374	990 347	1 911 722
SST	5 361 853,95	85,90%	791 446	850 692	1 642 138
SPT	880 235,00	14,10%	129 929	139 655	269 584
TOTAL	6 242 088,94	100,00%			

El VNR del Centro de Control y Telecomunicaciones del SPT de SAN GABÁN asciende a la suma de US \$ 269 584.



4.4. VNR TOTAL DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

Para la valorización se han considerado los módulos desarrollados en este capítulo, para Subestaciones, Telecomunicación y Centro de Control.

4.4.1. RESULTADO

El VNR del Sistema Principal de Transmisión de SAN GABÁN, se muestra en el Cuadro N° 4.4-1.

Cuadro N° 4.4-1.: Valorización del Sistema Principal de Transmisión

Instalaciones	VNR SST - SAN GABÁN		
	Moneda Nacional	Moneda Extranjera	Total US \$
Subestaciones	640 535	239 700	880 235
Centro de Control	88 981	102 795	191 776
Telecomunicaciones	40 948	36 860	77 808
Total	770 463	379 355	1 149 819

CONCLUSIONES

- El Valor Nuevo de Reemplazo del Sistema Principal de Transmisión de SAN GABÁN, para las Subestaciones, Telecomunicación y Centro de Control resulta en US\$ 1 149 819.
- El costo resultante es concordante con instalaciones de las mismas características que las del sistema de SAN GABÁN, toda vez que corresponden a subestaciones en terrenos accidentados de la zona de sierra, fundamentalmente.



5. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Mediante Resolución OSINERGMIN N° 0635-2007-OS/CD, publicada el 25 de octubre de 2007, se aprobó los "Porcentajes para Determinar el Costo de Operación y Mantenimiento de las instalaciones de Transmisión" aplicables para el periodo comprendido en el 01 de mayo de 2009 y el 30 de abril de 2015.

Los Costos de Operación y Mantenimiento se hallaron multiplicando los porcentajes aprobados respecto de los Costos de Inversión calculados para el SER determinado para las instalaciones de transmisión de SAN GABÁN.

En el Cuadro N° 5.1-1, se presenta el resumen de los Costos de Inversión desagregado por zonas de estudio.

Cuadro N° 5.1-1.: Resumen de los Costos de Operación y Mantenimiento del Sistema Principal de Transmisión de SAN GABÁN

Descripción	COyM US \$
Subestaciones	25 960
Centro de Control	5 656
Telecomunicaciones	2 295
Total	33 910

Los Costos de Operación y Mantenimiento del SPT de SAN GABÁN ascienden a US \$ 33 910 (Treinta y Tres Mil Novecientos Diez Dólares Americanos).



6. 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° 6.1-1, se presenta el detalle de los CTT y Peajes Anuales.

Cuadro N° 6.1-1.: Detalle de los CTT y Peaje Anual del Sistema Principal de Transmisión de SAN GABÁN

Descripción	VNR US\$	aVNR US\$/Año	COyM US\$/Año	Costo Anual US\$/Año	Ingreso Tarifario US\$/Año	Peaje Anual US\$/Año
Subestaciones	1 149 819	142 743	33 910	176 653	-	176 653
Líneas de Transmisión	-	-	-	-	-	-
TOTAL ZONA 1	1 149 819	142 743	33 910	176 653	-	176 653

tasa	12%
Vida Útil	30
Mensualidad	0,009488793



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

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

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

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

Donde:

FA : Factor de actualización

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

TC₀ : Tipo de cambio inicial, calculado por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP del Perú, cotización de oferta y demanda, tipo de cambio promedio ponderado, correspondiente al valor de venta del último día hábil



del mes de marzo del año de entrada en vigencia de los peajes y compensaciones, publicado en el Diario Oficial El Peruano, o el que lo reemplace.

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

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

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

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

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

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

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



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

En el Cuadro N° 7.1-1, se presentan los coeficientes a, b, c y d, de la fórmula de actualización, los que resultan del cociente del valor de cada componente entre el valor total.

Cuadro N° 7.1-1.: Factores de Actualización

INSTALACION	VALOR PRESENTE				
	Procedencia Extranjera	Procedencia Nacional	Aluminio	Cobre	TOTAL
	Mil S/.	Mil S/.	Mil S/.	Mil S/.	Mil S/.
Líneas de Transmisión					
Subestaciones	169,77	467,03	-	-	636,79
TOTAL	169,77	467,03	-	-	636,79
INSTALACION	COEFICIENTES				
	Procedencia Extranjera	Procedencia Nacional	Aluminio	Cobre	TOTAL
Líneas de Transmisión					
Subestaciones	0,2666	0,7334	-	-	1,0000
TOTAL	0,2666	0,7334	-	-	1,0000

ANEXO A:

VNR y COyM DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN DEL SEIN

ANEXO A7:

DOCUMENTACIÓN DE ANTAMINA



ÍNDICE

1.	RESUMEN EJECUTIVO	4
1.1.	OBJETO	4
1.2.	DESCRIPCIÓN DE LAS SUBESTACIONES DE ANAMINA.....	4
1.3.	CÁLCULO DEL VNR	6
1.4.	CÁLCULO DEL COYM.....	7
2.	OBJETIVO	8
3.	BASE LEGAL.....	9
4.	ANTECEDENTES.....	10
5.	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ANAMINA.....	12
5.1.	ÁMBITO GEOGRÁFICO DE ANAMINA.....	12
5.2.	CARACTERÍSTICAS DE LA SUBESTACIÓN VIZCARRA.....	13
6.	CRITERIOS Y PREMISAS.....	15
6.1.	CRITERIOS Y PREMISAS DEL CÁLCULO DEL VNR.....	15
6.2.	CRITERIOS Y PREMISAS DEL CÁLCULO DEL COYM.....	16
6.2.1.	ESTRUCTURA DEL COYM	18
6.2.2.	COSTOS DIRECTOS DE MANTENIMIENTO (CDM).....	19
6.2.3.	COSTOS DIRECTOS DE OPERACIÓN (CDO).....	19
6.2.4.	COSTOS DE GESTIÓN (CDG).....	20
6.2.5.	COSTOS INDIRECTOS DE TRANSMISIÓN (CIT).....	22
7.	CÁLCULO DEL VALOR NUEVO DE REEMPLAZO	24
7.1.	METODOLOGÍA	24
7.2.	CÁLCULO	25
8.	CÁLCULO DEL COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	26
8.1.	COSTOS DIRECTOS DE MANTENIMIENTO (CDM)	26
8.1.1.	COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	26
8.1.2.	COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES.....	29
8.1.3.	COSTO DIRECTO DE SUPERVISIÓN DE MANTENIMIENTO.....	31
8.1.4.	COSTO DE MANTENIMIENTO DEL CENTRO DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES 32	
8.2.	COSTOS DIRECTOS DE OPERACIÓN (CDO).....	35
8.2.1.	CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS	35
8.2.2.	COSTOS DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES.....	36
8.2.3.	COSTOS DE OPERACIÓN DE CENTRO DE CONTROL	37
8.3.	COSTOS DE GESTIÓN (CDG)	39
8.3.1.	COSTOS DE PERSONAL.....	39
8.3.2.	COSTOS NO PERSONALES	41
8.4.	COSTOS INDIRECTOS DE TRANSMISIÓN (CIT).....	43
8.4.1.	COSTOS DE SEGURIDAD.....	43
8.5.	CÁLCULO	45



RELACIÓN DE CUADROS

Cuadro N° 1.3-1: VNR de ANTAMINA	6
Cuadro N° 1.4-1: Resumen del COyM de ANTAMINA (US\$).....	7
Cuadro N° 5.2-1: Instalaciones 220 kV de la Subestación Vizcarra.....	13
Cuadro N° 7.2-1: VNR de ANTAMINA	25
Cuadro N° 8.1-1: Procesos y Actividades de Mantenimiento de LLTT	28
Cuadro N° 8.1-2: Procesos y Actividades de Mantenimiento de SSEE	31
Cuadro N° 8.1-3: Procesos y Actividades de Mantenimiento de Centro de Control y Telecomunicaciones.....	34
Cuadro N° 8.2-1: Procesos y Actividades de Operación Subestaciones.....	36
Cuadro N° 8.2-2: Procesos y Actividades de Operación Centro de Control.....	38
Cuadro N° 8.3.1-1 Organización de Empresa Real y Empresa Modelo	40
Cuadro N° 8.5-1: COyM de ANTAMINA	45



1. RESUMEN EJECUTIVO

1.1. OBJETO

Actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), de las instalaciones de transmisión de ANTAMINA, para su presentación al organismo regulador (OSINERGMIN).

El Costo de Operación y Mantenimiento (COyM) es uno de los conceptos utilizados para establecer las compensaciones de los sistemas de transmisión. La Ley de Concesiones Eléctricas distingue dos tipos de instalaciones de transmisión (Artículo 58°), en cada sistema interconectado: el Sistema Principal Transmisión y el Sistema Secundario de Transmisión. Es por ello que también se procederá a realizar el cálculo respectivo.

1.2. DESCRIPCIÓN DE LAS SUBESTACIONES DE ANTAMINA

ANTAMINA cuenta con instalaciones de transmisión en 3 subestaciones del SEIN, estas son: SE Vizcarra, SE Yanacancha y SE Punta Lobitos

En las Figura 1, 2 y 3, se muestran los diagramas unifilares de las subestaciones Vizcarra, Yanacancha y Punta Lobitos, respectivamente.

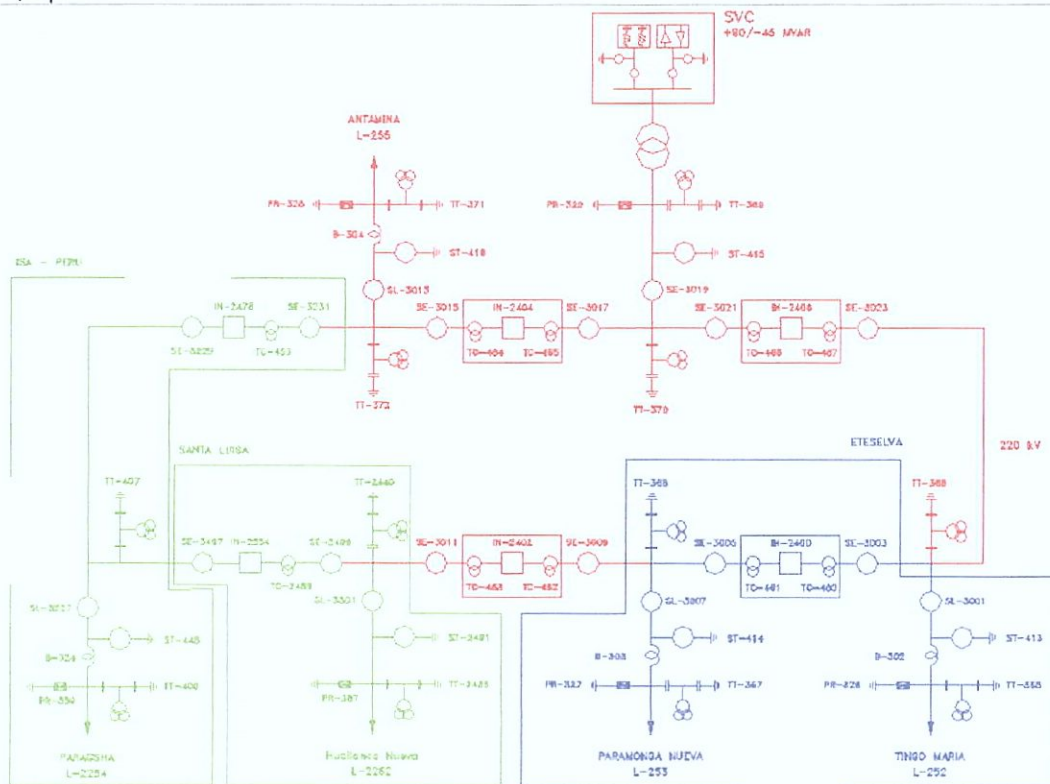


Figura 1

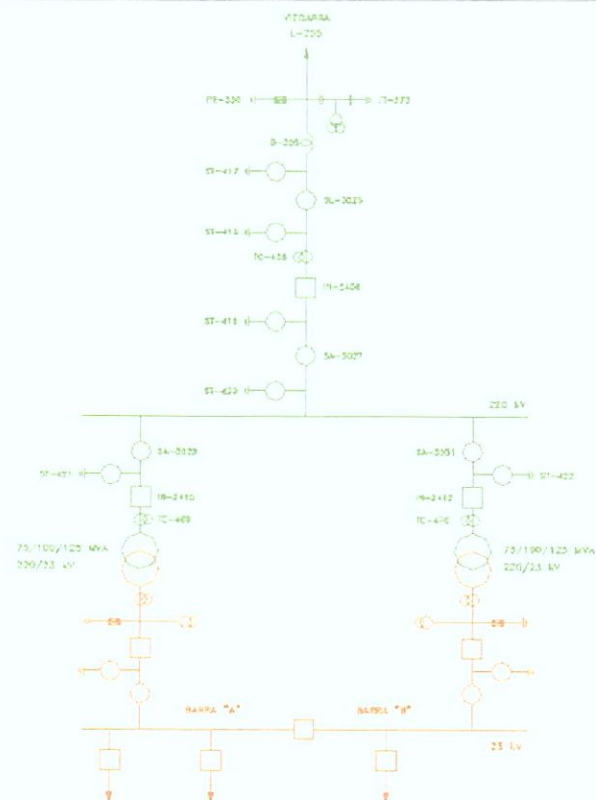


Figura 2

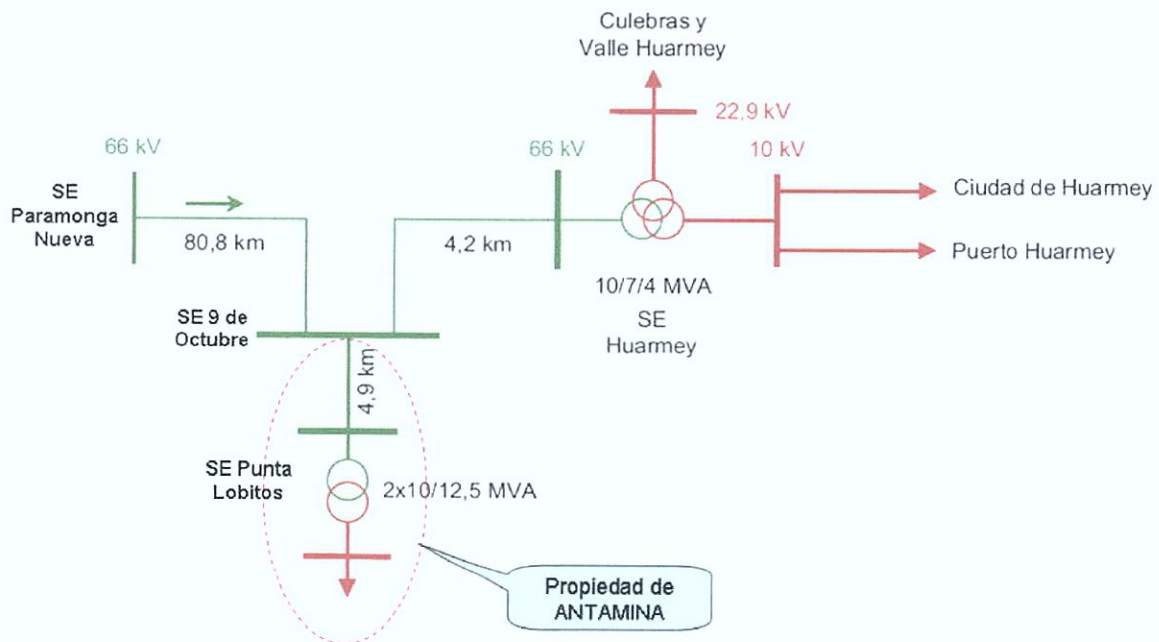


Figura 3

1.3. CÁLCULO DEL VNR

El cálculo del VNR se muestra en el Cuadro N° 1.3-1.

Cuadro N° 1.3-1: VNR de ANTAMINA

	Valor Nuevo de Reemplazo Sistema Total - ANTAMINA		
	SPT	SST	Total
Líneas de Transmisión	-	6,347,714	6,347,714
Subestaciones	1,695,466	15,306,853	17,002,319
Control de Control	33,946.27	443,115	477,061
Total VNR	1,729,413	22,097,682	23,827,094

El VNR calculado para la celda 220 kV de la L-2253 de propiedad de ANTAMINA es de US\$ 1 729 413, que corresponde a las instalaciones del Sistema Principal de Transmisión (SPT).



1.4. CÁLCULO DEL COYM

El cálculo del COyM se muestra en el Cuadro N° 1.4-1.

Cuadro N° 1.4-1: Resumen del COyM de ANTAMINA (US\$)

	TIPO DE SISTEMA		TOTAL
	PRINCIPAL	SECUNDARIO	
OPERACIÓN	1,948	34,441	36,388
Operación CC	272	1,404	1,677
Operación de Subestaciones	1,675	33,036	34,712
MANTENIMIENTO	7,197	129,714	136,911
Líneas de Transmisión	0	38,410	38,410
Subestaciones	6,858	89,558	96,416
Mantenimiento CC y TEL	339	1,747	2,086
GESTIÓN	25,474	325,494	350,967
Personal	16,884	215,735	232,619
No Personales	8,590	109,758	118,348
Costos No Personales sin Seguros	4,293	54,857	59,150
SEGUROS	4,297	54,901	59,198
SEGURIDAD	3,189	45,738	48,926
COSTOS INICIALES			
Sub Total COyM	37,807	535,386.06	573,193
VNR	1,729,412.61	22,097,681.89	23,827,094
COyM/VNR	2.186%	2.423%	2.406%

El COyM calculado para el Sistema de Transmisión de ANTAMINA es de 2.41%, el cual se asigna al SPT (2.19%) y SST (2.42%) conforme se indica.



2. OBJETIVO

El presente Estudio tiene como objeto actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) y el Costo de Operación y Mantenimiento (COyM) del Sistema de Transmisión de ANTAMINA.

El Costo de Operación y Mantenimiento (COyM) es uno de los conceptos utilizados para establecer las compensaciones de los sistemas de transmisión. La Ley de Concesiones Eléctricas distingue dos tipos de instalaciones de transmisión (Artículo 58°); el Sistema Principal de Transmisión y el Sistema Secundario de Transmisión.

Al haberse iniciado por parte del Sub Comité de Transmisores del COES la elaboración del estudio técnico - económico de la próxima fijación tarifaria de mayo 2009, el cual incluye las propuestas de los titulares del Sistema Principal de Transmisión, se hace necesario contar con un estudio de VNR y COyM para ANTAMINA.

Asimismo, en vista que en el año 2005 se establecieron los valores de VNR de la celda de la L-2253 (Vizcarra – Paramonga Nueva), de acuerdo a la normatividad, corresponde a ser actualizado en la siguiente fijación tarifaria del SPT, que entrará en vigencia en Mayo 2009.

3. BASE LEGAL

El presente proceso de fijación de tarifas, se lleva a cabo de conformidad con lo establecido en los siguientes documentos:

- Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE).
- Reglamento de la LCE, aprobado mediante DS N° 009-93-EM.
- Ley 28832 "Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación"
- Resolución OSINERGMIN N° 343-2008-OS/CD "Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión" con sus respectivas modificatorias, según Resolución OSINERGMIN N° 464-2007-OS/CD y Resolución OSINERGMIN N° 465-2007-OS/CD.
- Resolución OSINERGMIN N° 775-2007-OS/CD "Procedimiento para Fijación de Precios Regulados"

4. ANTECEDENTES

Se otorgó a ANTAMINA, la concesión de transmisión definitiva sobre la línea "Subestación Vizcarra - Subestación Antamina", mediante el Contrato de Concesión de Transmisión N° 145-99. Dichas instalaciones de transmisión forman parte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

La operación y mantenimiento de la subestación Vizcarra están a cargo de la empresa Red de Energía del Perú S.A. (REP), la cual ha sido contratada y viene siendo remunerada íntegramente por ANTAMINA, para estos servicios. A fin de garantizar un adecuado, continuo y confiable funcionamiento de dicha subestación, su operación se realiza con la presencia de operadores quienes realizan las maniobras y reportes necesarios conforme a los procedimientos técnicos del COES. Así mismo, los servicios comunes y auxiliares son propiedad de ANTAMINA.

La Empresa Eteselva S.R.L. (ETESELVA) y ANTAMINA, tienen un Convenio de Interconexión por el cual ANTAMINA le transfirió a ETESELVA el interruptor IN-2400 de la subestación Vizcarra, sin embargo, los costos de operación y mantenimiento de la referida subestación, son cubiertos íntegramente por ANTAMINA.

El Ministerio de Energía y Minas, mediante la R.M. N° 413-2000-EM/VME, redefinió la línea de transmisión Vizcarra – Paramonga Nueva (L-2253), como

parte del SPT del SEIN, la cual incluye la celda de la línea L-2253 en la Subestación Vizcarra.

Al respecto, del SST de ANTAMINA, este compete al resto de instalaciones de la SE Vizcarra, la L-2255 (Vizcarra – Yanacancha) y las instalaciones de la Subestación Yanacancha. La Subestación Yanacancha es mantenida y operada en su integridad por personal de ANTAMINA.

Mediante Resolución OSINERG N° 143-2005-OS/CD se estableció el porcentaje que le corresponde a ETESELVA por los equipos que le fueron transferidos y que representa el 18.77% del coto total de la referida celda. Este mismo porcentaje será utilizado para el cálculo de la participación de ambas empresas sobre la celda de la L-2253 (Vizcarra – Paramonga Nueva).

5. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ANTAMINA

5.1. ÁMBITO GEOGRÁFICO DE ANTAMINA

El Sistema de Transmisión de ANTAMINA está conformado por instalaciones del tipo convencional (exterior) como son las subestaciones Vizcarra y Yanacancha con disposición en anillo y una línea de transmisión de longitud aproximada de 55 Km. en el nivel de tensión de 220 kV.

Para el desarrollo del presente Estudio, se calculará el VNR y COyM de todas las instalaciones de transmisión de ANTAMINA.

También se han considerado las instalaciones de 66 kV que ANTAMINA tiene en la zona de Huarmey, entre las subestaciones 9 de Octubre y Punta Lobitos. La inclusión de estas instalaciones se realiza en consideración a los criterios que ha desarrollado el OSINERGMIN en las evaluaciones de anteriores evaluaciones del COyM de ANTAMINA, ya que por la envergadura de las instalaciones de transmisión que administra, es considerada como una empresa "Mediana", ya que opera y mantiene dos subestaciones 220 kV y una subestación 66 kV.

5.2. CARACTERÍSTICAS DE LA SUBESTACIÓN VIZCARRA

La subestación Vizcarra es una instalación de transmisión con disposición en anillo en el nivel de 220 kV, la cual interconecta las subestaciones de Tingo Maria, Paragsha, Paramonga Nueva, Yanacancha y Huallanca Nueva (Minera Santa Luisa). En esta subestación también se encuentra instalado un SVC de +90/-45 MVar de capacidad, el cual se opera permanentemente por necesidades del SEIN. En el Cuadro N° 5.2-1 se aprecia el detalle de las instalaciones en 220kV de propiedad de ANTAMINA.

Cuadro N° 5.2-1: Instalaciones 220 kV de la Subestación Vizcarra

N°	Descripción	Ubicación	Código	Sistema
1	Cable conductor o barra en anillo según se necesite.	En el anillo 220 kV	Sin código	SST
2	Un interruptor de potencia incluyendo sus relés de protección de línea (L-2252 y L-2253), equipos de control y telecomunicaciones.	En el anillo 220 kV	IN-2400	SST
3	Dos (2) seccionadores de barra en anillo, incluyendo su equipo de control.	En el anillo 220 kV a ambos lados del IN-2400	SE-3003 SE-3005	SST SST
4	Dos (2) seccionadores de línea, incluyendo su equipo de control.	En la salida de L-2252, incluye seccionador a tierra	SL-3001 y ST-413	SST SST
5	Cuatro (4) trampas de onda.	En la salida de L-2252 (2 fases) En la salida de L-2253 (2 fases)	B-302 B-303	SST SPT
6	Siete (7) transformadores de tensión capacitivos (CCVT).	En la salida de L-2252 (3 fases) En el anillo 220 kV (1 fase)	TT-365 TT-368	SST SST
7	Seis (6) transformadores de corriente	En el anillo 220 kV, a ambos lados del IN-2400 (3 fases)	TC-460 TC-461	SST SST
8	Seis (6) pararrayos	En la salida de L-2252 (3 fases)	PR-326	SST

También se cuenta con los siguientes módulos:

- *El módulo de servicios auxiliares*
 - Transformador de servicios auxiliares
 - Grupo Diesel
 - Banco de baterías, 125 Vcc
 - Banco de baterías, 48 Vcc
 - Cargador y rectificador, 125 Vcc
 - Cargador y rectificador, 48 Vcc
 - Tablero de SS.AA. de 380/220 Vca
 - Tablero de SS.AA. de 48 Vcc

- Interruptor de Transferencia Automática
- Accesorios y cables de conexión
- Sistema de Puesta a Tierra superficial
- Repuestos
- *El módulo del sistema de control de la subestación*
 - Tableros de Control y Medición del sistema de barras en anillo 220 kV
 - El esquema mímico y las llaves de mandos de los interruptores por ser una configuración en anillo
 - Aparatos indicadores de medida y dispositivos de señalización por alimentarse de equipos no exclusivos de ETESELVA
 - Repuestos
- *El módulo de Sistema a tierra profunda*
 - Trabajos preliminares y de movimiento de Tierra
 - Red de tierra profunda con conductor de cobre desnudo
 - Se incluye todos los materiales de soldadura
 - Electrodo y elementos de conexión a la red
 - Repuestos
- *El módulo de sistema de telecomunicaciones*
 - Central Telefónica Digital y accesorios
 - Aparato Telefónico de Intemperie
 - Aparato Telefónico de Intemperie
 - Terminal telefónico de línea compartida, incluyendo aparato telefónico
- *El módulo de instalaciones eléctricas exteriores*
 - Equipos de iluminación exterior como reflectores
 - Tomacorrientes
 - Postes y cables, etc.
 - Repuestos
- *El módulo de obras civiles generales*
 - Trabajos y obras provisionales
 - Campamentos temporales
 - Explanación
 - Sistema de Drenaje
 - Cerco perimétrico
 - Portón de acceso
 - Instalaciones Sanitarias Exteriores
 - Accesos (pistas y veredas)
 - Varios
- *El módulo del edificio de control*
 - Trabajos preliminares
 - Movimiento de tierra
 - Obras con concreto simple y armado
 - Acabados
 - Sistema de drenaje
 - Instalaciones eléctricas
 - Varios
- *Los terrenos de la subestación Vizcarra*

Las instalaciones de la SE Yanacancha, en su mayoría son instalaciones correspondientes a la mina.

6. CRITERIOS Y PREMISAS

6.1. CRITERIOS Y PREMISAS DEL CÁLCULO DEL VNR

Los principios y los procedimientos mediante los cuales se regulan las tarifas para los sistemas de transmisión de ANTAMINA, se encuentran establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.

Para el caso de las instalaciones de ANTAMINA, se considerarán las clasificaciones de Sistema Principal de Transmisión (SPT) y Sistema Secundario de Transmisión (SST). Los Sistemas Garantizado de Transmisión (SGT) y Sistema Complementario de Transmisión (SCT), conforme a la Ley N° 28832 Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, no están incluidos, debido a que ANTAMINA no cuenta con este tipo de nuevos sistemas de transmisión.

En el caso de las tarifas de transmisión, la referida regulación será efectuada por el OSINERGMIN, independientemente de si las tarifas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia, conforme lo establece el Artículo 44° y el Artículo 62° de la LCE.

Para realizar el cálculo del VNR de las instalaciones de REP, se ha utilizado la Base de Datos de los módulos estándares de inversión para los sistemas de transmisión del año 2008, aprobados mediante resoluciones del OSINERGMIN.

Cabe señalar que para determinar la proporción del VNR que le corresponde sobre la celda de la L-2253 en la S.E. Vizcarra para ANTAMINA, se ha considerado el porcentaje definido en la Resolución OSINERG N° 143-2005-OS/CD.

Otro aspecto importante de destacar es que en la actualidad el uso del SVC de la Subestación Vizcarra, tiene un requerimiento operativo por necesidades del SEIN, lo cual ha variado en relación al inicio de operaciones de esta subestación. Hoy en día existen cinco líneas de transmisión que concurren a esta subestación, las cuales reciben el beneficio de la compensación reactiva de este equipamiento, lo cual ha sido corroborado por ANTAMINA mediante estudios de ingeniería que demuestran que la mina puede operar sin la necesidad de contar de este equipamiento.

Sin embargo, en vista que el COES requiere que el SVC de la subestación Vizcarra para la operación de esta parte del sistema, es que estamos proponiendo que su VNR sea desagregado proporcionalmente entre las cinco líneas de transmisión concurrentes a esta subestación. Cabe añadir que esta forma de asignación ya se viene aplicando en otras partes del SEIN, como en los equipos de compensación de la Subestación Independencia (Compensador síncrono y Reactor), donde los mismos son asignados en base al VNR de las celdas concurrentes.

6.2. CRITERIOS Y PREMISAS DEL CÁLCULO DEL COYM

Los Costos Estándar de operación y mantenimiento se determinarán de acuerdo con los siguientes criterios generales:

- a) El Sistema de Costos ABC ha sido utilizado únicamente para la determinación de los Costos Directos de Operación y Mantenimiento de la subestación, centro de control y sistema de telecomunicaciones.

- b) Se determinaron los costos de operación, considerando el personal necesario para realizar las actividades y los servicios requeridos en las subestación y centro de control, para lo cual se identificaron las intervenciones del personal para realizar maniobras vinculadas al mantenimiento programado y a emergencias.
- c) De acuerdo con los criterios de diseño de la subestación y del centro de control, las subestaciones Vizcarra y Yanacancha son instalaciones "atendidas". Se considera necesaria la presencia de cuatro (04) Operadores y dos (02) Supervisores de Subestación, por subestación, quienes realizan turnos parciales durante el día realizando maniobras vinculadas a actividades de operación, encargándose del registro de estadísticas y la atención de emergencias de la subestación.
- d) Los costos estándar de operación y mantenimiento corresponderán a los módulos de inversión del Sistema Económicamente Adaptado (SEA) y no a las instalaciones existentes.
- e) Los costos de recursos (mano de obra, materiales, equipo y herramientas), corresponden a los valores promedio de mercado de los últimos 4 años. Para el caso de Dietas del Directorio se tomará el equivalente que fije FONAFE para una empresa estatal del sector eléctrico, en este caso Electroperú.
- f) Las actividades de mantenimiento son ejecutadas por personal propio o subcontratado de nuestro operador REP. La supervisión es realizada con personal de ANTAMINA.
- g) La valorización de las actividades de mantenimiento, toman como referencia los períodos y términos de interrupción coordinados con el COES, para los casos que correspondan.
- h) Los costos de mantenimiento contemplan el conjunto de trabajos de reparación y revisión necesarios de los Sistemas de Transmisión, para garantizar el funcionamiento continuo y la conservación de todas las instalaciones por el período de vida útil de 30 años.
- i) Se han incorporado como costos estándar aquellos gastos que tienen en cuenta, las particularidades propias de la actividad de transmisión aplicables al entorno del país.
- j) Para la valorización de los módulos estándar de operación y mantenimiento, se ha organizado una base de datos de precios unitarios

de suministro importado (CIF); suministro nacional, flete de suministros, obras civiles y montaje electromecánico.

- k) Las instalaciones que se consideran son las determinadas en el Sistema Económicamente Adaptado (SEA) definidos en el VNR establecido por el OSINERGMIN.
- n) Finalmente, se calcula el COyM multiplicando el FPA por el VNR de la instalación.

6.2.1. ESTRUCTURA DEL COYM

El COyM comprende todos los costos en que incurre la compañía para la prestación del servicio de transmisión de electricidad, bajo los estándares exigidos por las normas del sector eléctrico peruano.

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

El COyM se estructura de la siguiente manera:

$$\text{COyM} = \text{CDM} + \text{CDO} + \text{CDG} + \text{CIT}$$

Donde:

CDM = Costos Directos de Mantenimiento (mantenimiento de la subestación, mantenimiento del sistema de telecomunicaciones y centro de control).

CDO = Costos Directos de Operación (Subestaciones y Centro de Control, que involucra todo el Proceso de Operación de las instalaciones).

CDG = Costos de Gestión (Compuesto por los Costos de Personal y Costos Indirectos no personales de las áreas comunes de gestión de la empresa)

CIT = Costos Indirectos de Transmisión (Compuesto por los Costos de Seguridad, Costos de Seguros y Costos Administrativos de Transmisión)

Conforme a los aspectos metodológicos del Procedimiento para la Determinación de los Costos de Operación y Mantenimiento para la

Regulación de los Sistemas Secundarios de Transmisión, el esquema de costos está conformado según la Figura 4.



Figura 4

6.2.2. COSTOS DIRECTOS DE MANTENIMIENTO (CDM)

Son los costos que cubren el proceso de mantenimiento predictivo, preventivo, y correctivo de las líneas de transmisión, las subestaciones, los sistemas de telecomunicaciones y los centros de control, los cuales incluyen el costo de personal supervisor, la mano de obra directa, materiales, repuestos, herramientas, software, equipos y vehículos necesarios para la ejecución de las actividades de mantenimiento. Se considera que los costos de supervisión del mantenimiento de las instalaciones es ejecutado por personal de la compañía y la mano de obra directa es ejecutada por contratos con terceros.

6.2.3. COSTOS DIRECTOS DE OPERACIÓN (CDO)

Se considera como costo de operación a los costos que se incurre en todo el Proceso de Operación, para fines del presente estudio han sido agrupados en la operación de la Subestación y el Centro de Control, que implica la

programación de la operación, la operación en tiempo real, el análisis de la operación y las acciones correctivas y preventivas necesarias. Los costos directos de este proceso corresponde al personal, infraestructura, software, equipos de seguridad, equipos de telecomunicaciones y otros para poder prestar el servicio de manera adecuada.

6.2.4. COSTOS DE GESTIÓN (CDG)

Los Costos de Gestión por naturaleza constituyen gastos indirectos e incluyen: gastos de personal, honorarios, dietas, materiales, servicios de terceros, etc. correspondientes a las áreas comunes de gestión de la empresa como: Directorio, Gerencia General, Administración y Finanzas y Gerencia de Operación y Mantenimiento, de la empresa modelo. Conforme a los criterios específicos del Procedimiento para la Determinación de los Costos de Operación y Mantenimiento para la Regulación de los Sistemas Secundarios de Transmisión, los Costos de Gestión se determinarán en función de los Costos de Gestión Personales y Costos de Gestión No Personales de las áreas gerenciales de la empresa modelo de transmisión.

Costos de Gestión Personales:

A) Personales

El costo de personal incluye las remuneraciones de los puestos de dirección de operación y mantenimiento, a partir del cual se determina que el tipo de empresa modelo que se ajusta a ANTAMINA, corresponde a una "Empresa de Transmisión de Mediana Complejidad" (por contar con un sistema de transmisión de mediana amplitud geográfica y un número de subestaciones menor a 20 instalaciones).

Costos de Gestión No Personales:

De acuerdo al procedimiento, corresponden a los gastos de las siguientes partidas: suministros diversos, servicios de terceros, cargas diversas de gestión y tributos, todos determinados de manera acorde al número de personal de la empresa modelo y al nivel de ingresos (reales o fictos) que tiene la empresa por concepto exclusivo de la actividad de transmisión eléctrica en el país.

A) Suministros Diversos

Considera los costos de materiales y suministros de oficina, muebles y accesorios, licencias de software y otros necesarios para la Gestión de la empresa modelo de transmisión.

B) Servicios de Terceros

Considera los alquileres de las oficinas administrativas, servicios de agua, luz, teléfono, Internet, gastos de auditoría, servicios legales y técnicos, servicios contables, servicios de limpieza y cafetería, y otros servicios para la Gestión de la empresa.

C) Cargas Diversas de Gestión

Comprende los gastos de representación, gastos de viaje (de los Directores para asistencia a las Sesiones de Directorio y de la plana Gerencial de la empresa), suscripciones y otros gastos para la Gestión de la empresa modelo de transmisión.

D) Tributos

Comprende todos los Tributos y otros como el pago del Impuesto a las Transferencias Financieras (ITF), inclusive los aportes a los organismos OSINERGMIN, DGE/MEM establecidos en la normatividad vigente y que tengan incidencia directa o por asignación en la empresa modelo de transmisión.

6.2.5. COSTOS INDIRECTOS DE TRANSMISIÓN (CIT)

Los Costos Indirectos de Transmisión están compuestos por; los Costos de Seguridad, Costos de Seguros y Costos Administrativos de Transmisión:

A) Costos de Seguridad

El costo de seguridad sólo considera los costos en que incurre la empresa para el resguardo de las subestaciones, esto incluye el costo del servicio de vigilancia el cual varía de acuerdo al tamaño de la subestación. Se excluyen los costos temporales que se puedan incurrir para evitar ataques de terceros, tales como patrullaje, minado u otros de naturaleza similar.

B) Costos de Seguros

Corresponde a las primas de los seguros que la empresa tiene contratadas. La principal póliza de la empresa es la de todo riesgo (multiriesgo), que cubra el valor de reemplazo de los bienes de la Concesionaria, ante daños parciales o totales, construcción y montaje, rotura de maquinaria, daños por agua, terremoto, incendio, terrorismo, vandalismo, conmoción civil, hurto y apropiación ilícita. Otra de las pólizas importantes de la empresa es el seguro de Responsabilidad Civil, la cual da cobertura contra cualquier daño, pérdida o lesión que pudiera sobrevenir a propiedades y personas.

C) Costos Administrativos de Transmisión

C.1 Costos Personales

Este costo considera los puestos y número de personal necesarios para efectuar la gestión de transmisión. El número de supervisores está relacionado con las actividades directas de operación y mantenimiento.

C.2 Costos de Gestión No Personales:

De acuerdo al procedimiento, los costos no personales corresponden a los gastos de las siguientes partidas: suministros diversos, servicios de terceros, cargas diversas de gestión y tributos, todos determinados de manera acorde al número de personal de la empresa modelo.

C.2.1 Suministros Diversos

Considera los costos de materiales y suministros de oficina y otros necesarios para el desarrollo directo de la actividad de transmisión de la empresa modelo.

C.2.2 Servicios de Terceros

Considera los servicios de agua, luz, teléfono, envío de datos, Internet, servicios técnicos, servicios de limpieza y otros servicios requeridos para el desarrollo directo de la actividad de transmisión de la empresa modelo.

C.2.3 Cargas Diversas de Gestión

Comprende los gastos de viaje y otros gastos requeridos para el desarrollo directo de la actividad de transmisión de la empresa modelo.

C.2.4 Tributos

Comprende todas las licencias municipales necesarias para el mantenimiento del sistema de transmisión de la empresa modelo.

7. CÁLCULO DEL VALOR NUEVO DE REEMPLAZO

7.1. METODOLOGÍA

Para el cálculo del VNR en el presente trabajo se ha utilizado la Base de Datos de los módulos estándares de inversión para los sistemas de transmisión del año 2008, aprobados mediante resoluciones del OSINERGMIN para el cálculo de Tarifas y Compensaciones del Sistema Secundario de Transmisión; esto debido a que la propuesta de ANTAMINA debe guardar coherencia en todos sus sistemas de transmisión y debido a que estos módulos establecen la última información validada por el OSINERGMIN.

Es importante señalar, que para la valorización de las celdas de la SE Vizcarra, se ha considerado una configuración, similar a la que el OSINERGMIN ha utilizado para las celdas de la SE Independencia, es decir, se ha considerado que la compensación reactiva local, sea distribuida entre las celdas de las líneas concurrentes.

En el caso de la SE Independencia, se considera el prorrateo del VNR del reactor y del Compensador Síncrono en el VNR de las celdas del Sistema Mantaro – Lima. Mientras que para la SE Vizcarra, se considera que el VNR del SVC se distribuya entre las celdas de las líneas.

7.2. CÁLCULO

En el Cuadro N° 7.2-1 se aprecian los valores del VNR del Sistema de Transmisión de ANTAMINA.

Cuadro N° 7.2-1: VNR de ANTAMINA

	Valor Nuevo de Reemplazo Sistema Total - ANTAMINA		
	SPT	SST	Total
Líneas de Transmisión	-	6,347,714	6,347,714
Subestaciones	1,695,466	15,306,853	17,002,319
Control de Control	33,946.27	443,115	477,061
Total VNR	1,729,413	22,097,682	23,827,094

De estos valores se desprende que el valor del VNR del SPT de ANTAMINA en la SE Vizcarra es de US\$ 1 729 413.

8. CÁLCULO DEL COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

8.1. COSTOS DIRECTOS DE MANTENIMIENTO (CDM)

El costo directo de mantenimiento comprende:

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

En la Figura 5, se observa un flujo de actividades de la manera de asignar el costo de mantenimiento.

8.1.1. COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS

Los costos de mano de obra, materiales, equipos y herramientas utilizados en la valorización de las actividades de mantenimiento corresponden a costos eficientes de proveedores y contratistas.

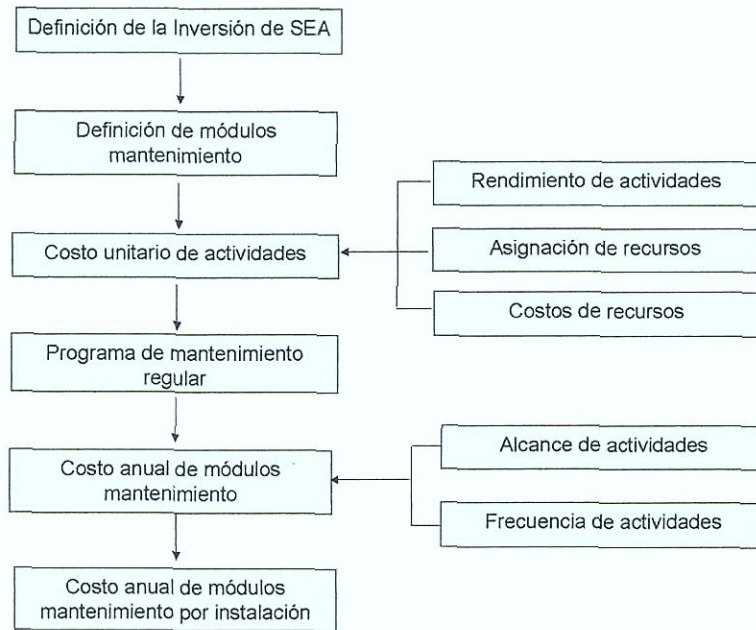


Figura 5

DEFINICIÓN DE MÓDULOS

De acuerdo al Procedimiento para la Determinación de los Costos de Mantenimiento, se define la formación de módulos por la integración de un conjunto de actividades de mantenimiento elegidas según la instalación que se trate. Dichas actividades deben ser clasificadas en los siguientes tipos: predictivo, preventivo y correctivo. Esto se aprecia en la Figura 6.

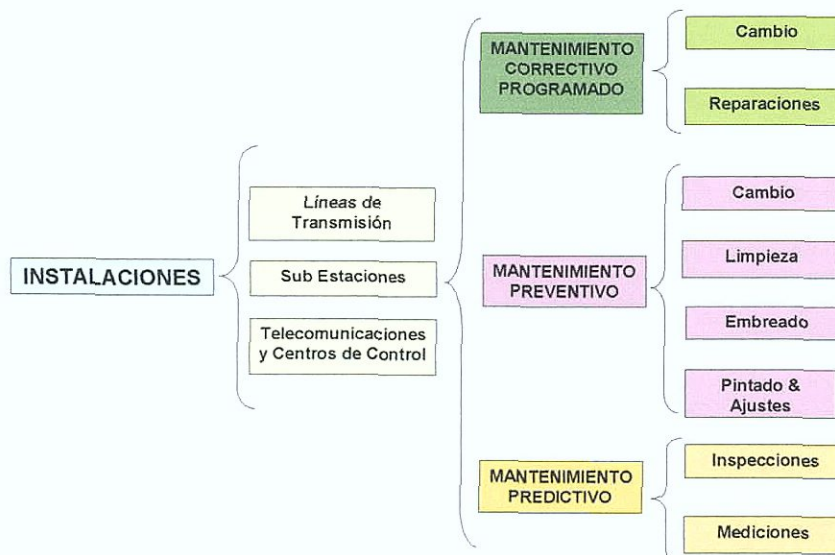


Figura 6

- a) **Mantenimiento Predictivo:** Son actividades mediante las cuales se vigilan y se miden ciertas manifestaciones que ocurren en el equipo o material relacionadas con cambios físicos tales como vibraciones, cambio de temperaturas, presiones y otras manifestaciones medibles, con el fin de controlar su progresión y predecir la oportunidad en que debe hacerse la corrección correspondiente. Involucra actividades de Inspección y Medición.
- b) **Mantenimiento Preventivo:** Son actividades que se realizan para anticipar la ocurrencia de fallas o la probabilidad de éstas, evitando el deterioro o mal funcionamiento del material o equipo. Tiene la finalidad de corregir, reparar o reemplazar los equipos o materiales de la instalación antes de haberse producido la falla. Involucra actividades de Mantenimiento, Limpieza, Embreado, Pintado y Ajustes;
- c) **Mantenimiento Correctivo:** Son acciones que se realizan para reparar o reemplazar equipos o componentes de una instalación luego que se detecte avería o falla. Involucra actividades de Cambios y Reparaciones.

Los procesos y actividades definidos para el mantenimiento de líneas de transmisión son los que se muestran en el Cuadro N° 8.1-1.

Cuadro N° 8.1-1: Procesos y Actividades de Mantenimiento de LLTT

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

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

RESULTADOS

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

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

8.1.2. COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES

CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS

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

Los costos de mano de obra, materiales, equipos y herramientas utilizados en la valorización de las actividades de mantenimiento corresponden a costos promedios de proveedores y contratistas nacionales.

De acuerdo a las políticas de la compañía, las actividades de supervisión del mantenimiento, estarán a cargo de personal propio de la empresa.

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

- El tipo de material del equipamiento de las instalaciones y

- El grado de contaminación que rodea a dicha instalación.

PROCESOS Y ACTIVIDADES

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

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

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

Los procesos y actividades definidos para el mantenimiento de subestaciones son los que se aprecian en la el Cuadro N° 8.1-2.

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

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

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

Cuadro N° 8.1-2: Procesos y Actividades de Mantenimiento de SSEE

Procesos	Tipo de Mantenimiento	Actividades	
Mantenimiento Celda Línea 220 kV	Mantenimiento Predictivo	Prueba de Control de Interruptor de Potencia	
		Prueba de Control de Seccionador de Potencia	
		Prueba de Control de Transformador de Corriente	
		Prueba de Control de Transformador de Tensión	
		Prueba y Calibración de Relés Multifunción	
			Programa de Termovisión
	Mantenimiento Preventivo	Ajuste de Grapas Bifilares y Conectores	
		Mantenimiento Electromecánico de Celdas	
		Limpieza de Canaletas	
			Pintado de Estructuras
	Mantenimiento Correctivo Programado	Mantenimiento de Rótulos de Equipos y Pórticos	
		Mantenimiento de Tableros Eléctricos	
Limpieza Manual de Aisladores			
Lavado en Frío de Aislamiento de equipos			
		Mantenimiento Mayor de Seccionadores	
Mantenimiento SVC	Mantenimiento Preventivo	Pintado del SVC	
		Limpieza de Bushing	
		Prueba y Calibración de Relés	
		Pruebas Eléctricas del SVC	
		Mantenimiento Electromecánico del SVC	
			Regeneración de Aceite Aislante
	Mantenimiento Correctivo Programado	Mantenimiento Mayor del SVC	
	Mantenimiento Servicios Auxiliares	Mantenimiento Preventivo	Cambio de Aceite y Filtro del G.E.
			Mantenimiento Eléctrico del G.E.
			Mantenimiento de Tableros de Servicios Auxiliares
Mantenimiento de Banco de Baterías			
Mantenimiento de Rectificador			
Limpieza de Inyectores y Cambio Filtros de aire y Petróleo			
Mantenimiento del Sistema de Iluminación			
		Mantenimiento Mayor del Transformador de SS.AA.	
Mantenimiento Correctivo Programado	Mantenimiento Mayor de Interruptores		
	Mantenimiento Mayor de Interruptores		
	Mantenimiento Mayor de Interruptores		
	Mantenimiento Mayor de Interruptores		
Mantenimiento de Edificios	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento de Edificio de Control	
		Fumigación de Subestaciones	
Mantenimiento de Puesta a Tierra	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento de Sistemas de Puestas a Tierra	
		Medición de Sistema de Puesta a Tierra	

RESULTADOS

Los resultados del Costo Directo de Mantenimiento de Subestaciones toman en cuenta: la unidad a la que se aplica una actividad, alcance de la actividad o cantidad de unidades, costo unitario por actividad y frecuencia de ejecución de una actividad.

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

8.1.3. COSTO DIRECTO DE SUPERVISIÓN DE MANTENIMIENTO

CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS

Para el mantenimiento se ha tenido en cuenta lo siguiente:

- La supervisión de las actividades de mantenimiento de la subestación es ejecutada por personal propio de la compañía;
- La ejecución de las actividades de mantenimiento es ejecutada por terceros;
- El servicio de movilidad para la supervisión de las actividades de mantenimiento de líneas de transmisión es por alquiler de vehículos; y
- Las labores de chofer de los vehículos se consideran a cargo del personal auxiliar de la supervisión de mantenimiento de las líneas de transmisión.

RESULTADOS

Para la supervisión del mantenimiento se consideran tres Supervisores. Estos valores están incluidos dentro del cálculo realizado para la subestación.

8.1.4. COSTO DE MANTENIMIENTO DEL CENTRO DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES

CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS

Corresponde al mantenimiento de los equipos de telecomunicaciones (repetidoras del sistema de microondas y onda portadora) definidas para el Sistema Principal de Transmisión y Sistema Secundario de Transmisión:

- Sistema Principal de Transmisión: sistema de microondas y onda portadora entre las subestaciones.
- Sistema de Transmisión Secundario: sistema de microondas y onda portadora entre las demás subestaciones.

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

Los costos de mano de obra, materiales, equipos y herramientas utilizados en la valorización de las actividades de mantenimiento corresponden a costos reales de proveedores y contratistas nacionales.

De acuerdo a la estructura propuesta de organización de la empresa, las actividades de supervisión del mantenimiento de telecomunicaciones estarán a cargo del personal propio de la empresa.

Asimismo se incluirá el mantenimiento al Centro de Control, el cual incluirá el mantenimiento del software utilizado, aquí se considera que un tercero realizará dicha labor.

PROCESOS Y ACTIVIDADES

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

- a) Mantenimiento Preventivo: involucra actividades de Mantenimiento y Limpieza.
- b) No se considera Mantenimiento Predictivo y Correctivo

Los procesos y actividades definidos para el mantenimiento de centro de control y telecomunicaciones están definidos en el Cuadro N° 8.1-3.

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

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

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

Los montos a ser utilizados en el mantenimiento de centro de control es el pago que se realizará a los terceros por realizar esta labor.

Cuadro N° 8.1-3: Procesos y Actividades de Mantenimiento de Centro de Control y Telecomunicaciones

Procesos	Tipo de Mantenimiento	Actividades		
Mantenimiento del Centro de Control	Mantenimiento Preventivo	Limpieza de Servidores		
		Prueba y Diagnostico de Servidores		
		Limpieza de Estaciones de Operacion		
		Diagnostico de Estaciones de Operacion		
		Limpieza de Switch		
		Prueba y Diagnostico de Switch		
		Limpieza de Router		
		Diagnostico de Router		
		Limpieza de cableria Red Lan		
		Prueba y Diagnostico de cableria Red Lan		
		Limpieza de Impresora		
		Diagnostico y Reparacion de impresora		
		Limpieza de UPS		
		Diagnostico y reparacion de UPS		
		Limpieza de Estabilizador		
		Diagnostico y reparacion de estabilidaor		
		Limpieza de grupo Electrógeno		
		Diagnostico y Reparación de grupo electrógeno		
		Limpieza de Aire Acondicionado		
		Diagnostico y Reparación de Aire Acondicionado		
		Limpieza de RTU		
		Diagnostico y Reparación de RTU		
		Prueba, Diagnostico y Reparación de SCADA		
		Prueba, Diagnostico y Reparación de Programación de Programa de Seguridad		
		Limpieza de computadora portátil		
		Diagnostico y Reparación de computadora portátil		
		Cambio de tarjetas integradas		
		Mantenimiento del Sistema de Telecomunicaciones	Mantenimiento Preventivo	Limpieza de Acoplador de señal
				Diagnostico de Acoplador de señal
				Limpieza de Equipo Transmisor-Receptor de Onda Portadora
				Diagnostico de Equipo Transmisor-Receptor de Onda Portadora
				Limpieza de Equipo Transmisor-Receptor de Teleproteccion
Diagnostico de Equipo Transmisor-Receptor de Teleproteccion				
Limpieza de Equipo transmisor/receptor de radio digital E1				
Diagnostico de Equipo transmisor/receptor de radio digital E1				
Limpieza de Antena parabolida de rejilla, direccional				
Diagnostico de Antena parabolida de rejilla, direccional				
Limpieza de Cable Coaxial con ferreteria de montaje				
Diagnostico de Cable Coaxial con ferreteria de montaje				
Limpieza de Puesta a tierra				
Diagnostico de Puesta a tierra				
Diagnostico de Central Telefonica Digital				
Limpieza de Aparato Telefonico de Interperie				
Diagnostico de Aparato Telefonico de Interperie				
Limpieza de Radio Movil, Estación vehicular y Estación repetidora de radio móvil.				
Mantenimiento de Radio Movil, Estación vehicular y Estación repetidora de radio móvil.				

RESULTADOS

Los resultados del Costo Directo de Mantenimiento de Telecomunicaciones toman en cuenta la unidad a la que se aplica una actividad, alcance de la actividad o cantidad de unidades, costo unitario por actividad y la frecuencia de ejecución de una actividad.

8.2. COSTOS DIRECTOS DE OPERACIÓN (CDO)

Conforme el Procedimiento de OSINERGMIN, corresponden a los costos del Proceso de Operación del sistema de transmisión en el Centro de Control, la Subestación Vizcarra y la Subestación Yanacancha. Entre otras comprenden las actividades de programación, análisis de la operación y la toma de acciones correctivas y preventivas, para un correcto funcionamiento del Sistema Principal de Transmisión y del Sistema Secundario de Transmisión de la empresa modelo. En la Figura 7, se muestra la composición de los costos de operación.

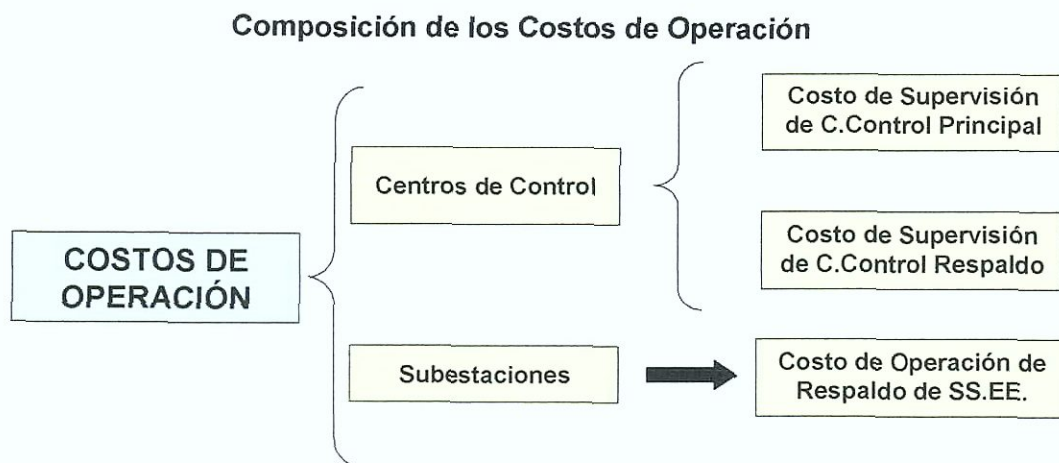


Figura 7

8.2.1. CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS

Corresponden a los costos del Proceso de Operación del sistema de transmisión concesionado a ANTAMINA. La operación se divide en Operación de las Subestaciones y del Centro de Control. Estos se componen en procesos y actividades de operación, como son; maniobras de respaldo o de emergencia que son realizadas por los Asistentes de las Subestaciones del Sistema Principal de Transmisión y del Sistema Secundario de Transmisión. Para cumplir estos objetivos de la operación se requiere de una infraestructura básica necesaria para el correcto funcionamiento de la instalación.

8.2.2. COSTOS DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES

Las labores de operación de la subestación están a cargo de cuatro Operadores de Subestación, en casa una, quienes realizan turnos para la ejecución de las labores de operación, la cual considera la realización de toma de datos de todos los equipos de la subestación (en perturbaciones deben obtener información local), el rearme de los relés de disparo y bloqueo, los registros de los señalizaciones de relés, maniobras de los seccionadores de puesta a tierra, atención de maniobras de equipos.

Los procesos de operación considerados en las subestaciones de la empresa modelo, son las que se detallan en el Cuadro N° 8.2-1.

Cuadro N° 8.2-1: Procesos y Actividades de Operación Subestaciones

Item	Relación de Procesos	Relación de Actividades
1	Operación de Respaldo	Inspección de sistemas de protección, control y medida Toma de datos de eventos Rearme de relés de disparo y bloqueo Reporte de eventos de equipos y telecomunicaciones.
2	Cambio de Turno del Personal	Cambio de turnos
3	Gestión Operativa de Subestación	Reinicialización de base de datos del sistema de monitoreo SCC Entrega de equipos para mantenimiento bajo permiso de trabajo Verificación y control de las condiciones de seguridad durante intervenciones <i>Verificar la ejecución del mantenimiento operativo y reporte de planillas.</i>
4	Maniobra de equipos	Maniobras Programadas Maniobras de emergencias Operación del Grupo Electrónico

Para la atención de la subestación se han considerado las herramientas de trabajo que requiere el operador, equipos de maniobras y de seguridad, infraestructura necesaria para la atención de la subestación, camioneta permanente de emergencia para recurrir con prontitud a una urgencia operativa y/o humana.

Se ha considerado las adquisiciones de útiles de oficina, elementos diversos, medicinas y gastos varios.

Por último, se ha considerado el transporte del personal que consiste en el traslado del personal de operación y en casos de emergencia.

8.2.3. COSTOS DE OPERACIÓN DE CENTRO DE CONTROL

Estos costos corresponden a las labores de operación del sistema eléctrico de ANTAMINA, incluyendo la operación de los equipos de maniobra en estado normal y emergencia de las instalaciones del Sistema Principal de Transmisión y del Sistema Secundario de sus instalaciones de Transmisión. Así mismo, incluye las labores de programación y evaluación de la operación.

Por las características y el ámbito del sistema de transmisión de ANTAMINA, para fines del presente estudio, se considerará como una empresa de transmisión "mediana".

Las actividades de control del sistema están a cargo del personal de operación del Centro de Control, quienes supervisan y controlan las subestaciones Vizcarra y Yanacancha, realizando las coordinaciones de operación con el Centro de Coordinación Nacional y otras empresas del sector.

El personal de operación en tiempo real y del mantenimiento del sistema SCADA está a cargo del Jefe de Operación.

El Centro de Control tiene 3 turnos de 8 horas cada uno a fin de cubrir el servicio continuo. En cada turno cuenta con la participación de un Ingeniero Supervisor, quien evalúa las condiciones de operación de la red y coordina con los demás centros de control. Además durante cada turno participa un Ingeniero de Operación, que se encargan de la operación.

Para la evaluación de los Costos Directos de Operación, se excluyen los Costos de Gestión (Gerencia de Operación y Mantenimiento de la empresa modelo) y los Costos Indirectos de Transmisión, conforme la Figura 8.

En el Cuadro N° 8.2-2 se muestra la relación de procesos y actividades considerados para la operación del centro de control.

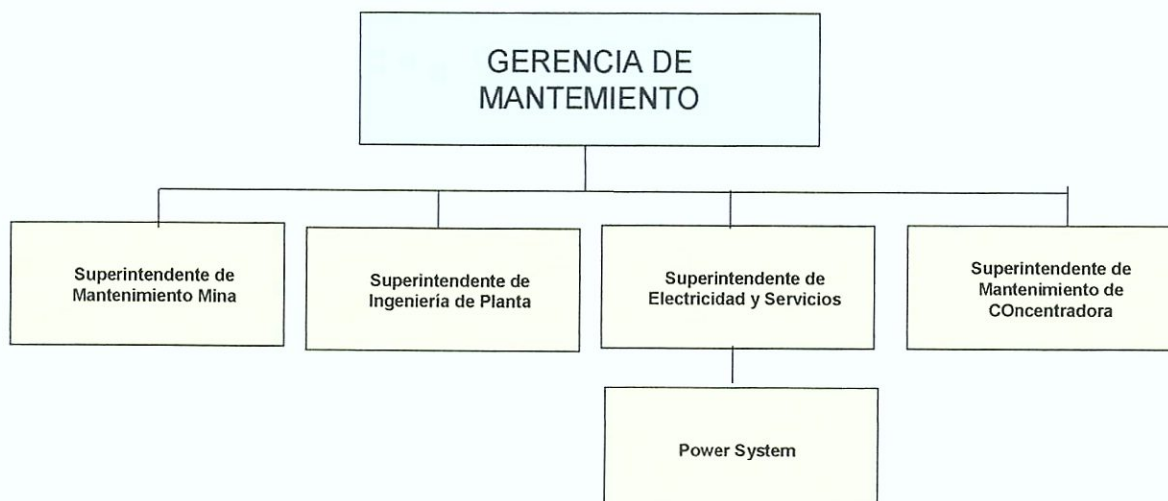


Figura 8

Cuadro N° 8.2-2: Procesos y Actividades de Operación Centro de Control

Item	Relación de Procesos	Relación de Actividades
1	Realizar programas de mantenimiento	Coordinación con agentes relacionados Coordinaciones con el COES Reuniones de coordinación
2	Participación en pruebas y evaluación de nuevos equipos	Desplazamientos y traslados en sitio Participación en pruebas Preparación de informes
3	Administración de documentos técnicos	Biblioteca de manuales (magnético/papel) Manejo de archivos
4	Operación en Tiempo Real	Coordinación de maniobras (normal/emergencia) Ejecución de maniobras (programadas/emergencia) Administración de ordenes y permisos de trabajo Coordinaciones operativas Supervisión de subestaciones con operador de respaldo Registro de eventos Preparación de informes preliminares de eventos Preparación de procedimientos e instrucciones Seguimiento a normas de seguridad
5	Supervisión del sistema de telecomunicaciones	Supervisión de canales de comunicación Pruebas punto a punto Solución de contingencias
6	Administrar el sistema scada	Hardware Software Interface hombre/máquina
7	Cambio de turnos	Cambio de turnos
8	Evaluación y análisis post-operativos	Estadísticas de la red Realizar análisis de fallas Preparación de informes Sustentaciones ante COES y OSINERG
9	Preparación de informes técnicos	Informes por la NTCSE Plan de Expansión de la Red Indicadores operativos de la red de transmisión
10	Procesamiento de contadores de energía	Administración de bases de datos de contadores Recuperación de datos por teleproceso Preparación de información para transferencias

8.3. COSTOS DE GESTIÓN (CDG)

Los Costos de Gestión corresponden a los Costos del Personal (Directorio, Gerencia General, Gerencia de Administración y Finanzas y la Gerencia de Operación y Mantenimiento) y los Costos de Gestión No personales.

8.3.1. COSTOS DE PERSONAL

Primero se determina la organización modelo y luego se asigna los costos de personal asignado a esta organización modelo para la administración, la operación y mantenimiento del Sistema de Transmisión de ANTAMINA.

ORGANIZACIÓN DE EMPRESA MODELO

Se ha tomado en consideración el Organigrama de la Empresa Modelo, bajo la cual se han modelado los puestos reales. ANTAMINA califica como una empresa de transmisión de pequeña complejidad, cuya actividad principal es la transmisión de energía eléctrica y cuenta con un sistema de transmisión de mediana amplitud geográfica y un número de subestaciones menor a 20 instalaciones.

REMUNERACIONES

La remuneraciones utilizadas para la empresa modelo consideran los criterios señalados por el OSINERGMIN.

ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA REAL

El tamaño de la organización real de ANTAMINA se ajusta a las exigencias establecidas en su contrato de concesión y a la normatividad vigente.

ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA MODELO

Los costos de Gestión Personales, se calcularán, para el personal el organigrama de la Figura 9.



Figura 9

La aplicación de la organización de la empresa ideal incidirá sobre el desempeño eficiente para gestionar la empresa, considerando las responsabilidades que cada órgano desempeña en una empresa real.

En el cuadro N° 8.3.1-1 se puede apreciar las variaciones entre la organización de la empresa real y la empresa modelo.

Cuadro N° 8.3.1-1 Organización de Empresa Real y Empresa Modelo

ORGANIGRAMA REAL DE ANTAMINA	EMPRESA MODELO
Directorio	Directorio
Presidente y CEO	Gerencia General
Gerente de Asuntos Corporativos	
Gerencia Legal	
Controller	
Gerencia de Logística	Gerencia de Administración y Finanzas
Gerencia de Finanzas	
Gerencia de Recursos Humanos	
Gerencia de Mantenimiento	Gerencia de Operación y Mantenimiento
Gerencia de Construcción	

La Gerencia de Operación y Mantenimiento de la empresa modelo agruparía las funciones de Supervisión de Operación y Mantenimiento. Se destaca que las funciones de las áreas dependientes de las gerencias reales permanecen.

DIRECTORIO

A fin de diseñar los costos del Directorio se ha considerado los gastos estándar conforme a las premisas para el cálculo del COyM.

El principal gasto a considerar son las dietas y para su determinación, se ha considerado un total de 5 Directores que se sesionan 2 veces por mes, con una Dieta por sesión equivalente a la que fija el FONAFE para una empresa estatal de la misma categoría. En este caso, se ha tomado como referencia la empresa Electroperú S.A.

Para el cálculo de los costos de Gestión Personales, se considera que las áreas que dependen de la Gerencia de Operación y Mantenimiento no se incluirán como parte de estos costos, a diferencia de las áreas que dependen de la Gerencia de Administración y Finanzas que si están incluidas; esto se aprecia en la Figura 10.

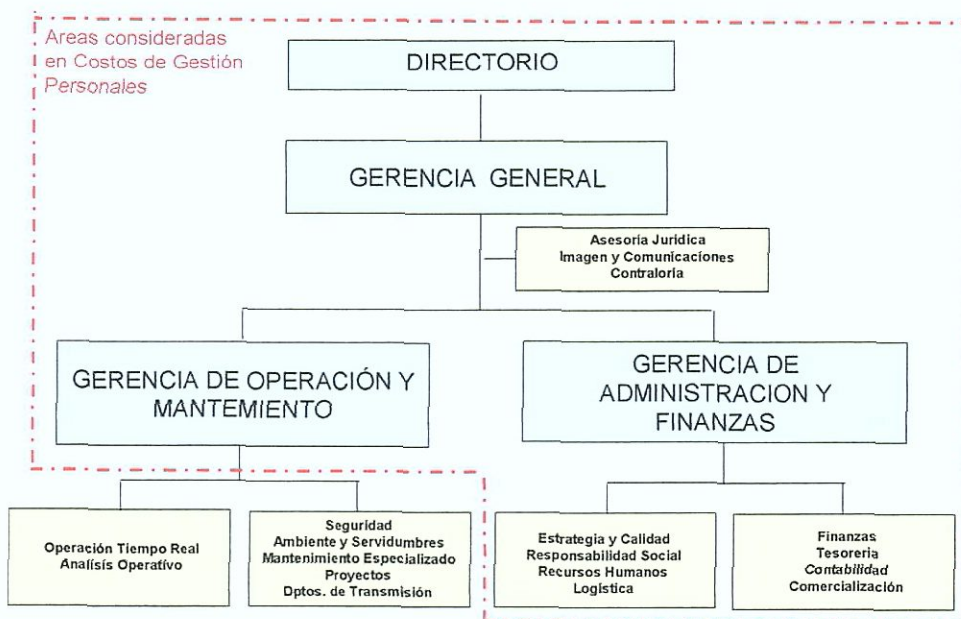


Figura 10

8.3.2. COSTOS NO PERSONALES

De acuerdo al procedimiento, corresponden a los gastos de las siguientes partidas: suministros diversos, servicios de terceros, cargas diversas de gestión y tributos, todos determinados de manera acorde al número de personal de la empresa modelo y al nivel de ingresos (reales o fictos) que tiene la empresa por concepto exclusivo de la actividad de transmisión eléctrica en el país.

A) Suministros Diversos

Considera los costos de materiales y suministros de oficina, muebles y accesorios, licencias de software y otros necesarios para la Gestión de la empresa modelo de transmisión.

A) Servicios de Terceros

Considera los alquileres de las oficinas administrativas, las cuales se encuentran en Surco – Lima, servicios de agua, luz, teléfono, Internet, gastos de auditoría, servicios legales y técnicos, servicios contables, servicios de limpieza y cafetería, y otros servicios para la Gestión de la empresa.

B) Cargas Diversas de Gestión

Comprende los gastos de representación, gastos de viaje (de los Directores para asistencia a las Sesiones de Directorio y de la plana Gerencial de la empresa), suscripciones y otros gastos para la Gestión de la empresa modelo de transmisión.

C) Tributos

Comprende todos los Tributos y otros como el pago del Impuesto a las Transferencias Financieras (ITF), inclusive los aportes a los organismos OSINERGMIN, DGE/MEM establecidos por el Decreto Ley N° 25844.y que tengan incidencia directa o por asignación en la empresa modelo de transmisión.

De acuerdo a este dispositivo, todas las empresas del subsector electricidad deben efectuar una aportación, para solventar los gastos de los organismos de supervisión, reguladores y normativos como son; OSINERGMIN y la DGE/MEM, equivalente al 1% de sus ingresos por ventas de servicios de transmisión de energía eléctrica.

Así mismo, las empresas integrantes del COES deben contribuir a financiar el presupuesto de este organismo, así como cubrir el COyM del servicio de coordinación en tiempo real que realiza. En el caso de las empresas de transmisión, estos aportes se calculan en función también a sus ingresos anuales provenientes de los conceptos de Peaje por Conexión e Ingreso Tarifario del SPT.

8.4. COSTOS INDIRECTOS DE TRANSMISIÓN (CIT)

8.4.1. COSTOS DE SEGURIDAD

Se utiliza un Sistema Económicamente Adaptado (SEA) aplicado a las instalaciones de ANTAMINA. Se considera que las subestaciones Vizcarra, Yanacancha y Punta Lobitos, cuentan con dos puestos de vigilancia de 24 horas, cada una.

5.4.2 COSTOS DE SEGUROS

ANTAMINA tiene contratado una póliza Multiriesgos para toda su infraestructura. Adicionalmente a la póliza Multiriesgos, ANTAMINA cuenta con pólizas de seguros que otorgan adecuada cobertura a todos aquellos riesgos derivados de sus operaciones, tanto a los de su patrimonio como a los de su personal contratado; así mismo a aquellos daños materiales o personales que ANTAMINA pudiera ocasionar a terceros durante la ejecución de dichas operaciones. Entre las principales podemos nombrar las siguientes: Póliza de Responsabilidad Civil, Deshonestidad y Vehículos.

5.4.3 COSTOS ADMINISTRATIVOS DE TRANSMISIÓN

A) Costos Personales

Este costo considera los puestos y número de personal necesarios para efectuar la gestión de transmisión. El número de supervisores

está relacionado con las actividades directas de operación y mantenimiento.

B) Costos de Gestión No Personales:

De acuerdo al procedimiento, los costos no personales corresponden a los gastos de las siguientes partidas: suministros diversos, servicios de terceros, cargas diversas de gestión y tributos, todos determinados de manera acorde al número de personal de la empresa modelo.

C) Suministros Diversos

Considera los costos de materiales y suministros de oficina y otros necesarios para el desarrollo directo de la actividad de transmisión de la empresa modelo.

D) Servicios de Terceros

Considera los servicios de agua, electricidad para SS.AA. de las subestaciones, teléfono, envío de datos, Internet, servicios técnicos, servicios de limpieza y otros servicios requeridos para el desarrollo directo de la actividad de transmisión de la empresa modelo.

E) Cargas Diversas de Gestión

Comprende los gastos de viaje y otros gastos requeridos para el desarrollo directo de la actividad de transmisión de la empresa modelo.

F) Tributos

Comprende todas las licencias municipales necesarias para el mantenimiento del sistema de transmisión de la empresa modelo contratado.

8.5. CÁLCULO

En el Cuadro N° 8.5-1 se aprecian los valores del COyM del Sistema de Transmisión de ANTAMINA.

Cuadro N° 8.5-1: COyM de ANTAMINA

	TIPO DE SISTEMA		TOTAL
	PRINCIPAL	SECUNDARIO	
OPERACIÓN	1,948	34,441	36,388
Operación CC	272	1,404	1,677
Operación de Subestaciones	1,675	33,036	34,712
MANTENIMIENTO	7,197	129,714	136,911
Líneas de Transmisión	0	38,410	38,410
Subestaciones	6,858	89,558	96,416
Mantenimiento CC y TEL	339	1,747	2,086
GESTIÓN	25,474	325,494	350,967
Personal	16,884	215,735	232,619
No Personales	8,590	109,758	118,348
Costos No Personales sin Seguros	4,293	54,857	59,150
SEGUROS	4,297	54,901	59,198
SEGURIDAD	3,189	45,738	48,926
COSTOS INICIALES			
Sub Total COyM	37,807	535,386.06	573,193
VNR	1,729,412.61	22,097,681.89	23,827,094
COyM/VNR	2.186%	2.423%	2.406%

De estos valores se desprende que el valor del COyM del Sistema de Transmisión de ANTAMINA es de 2.41%., y el del SPT es de 2.19%.