

SUBCOMITÉ DE TRANSMISORES DEL COES

PROPUESTA TARIFARIA DEL SUBCOMITÉ DE  
TRANSMISORES DEL COES  
REGULACIÓN TARIFA EN BARRA MAYO 2009- ABRIL 2010

NOVIEMBRE 2008

000001

## NDICE

1	INTRODUCCION .....	5
2	INFORMACIÓN UTILIZADA PARA LA ELABORACIÓN DEL ESTUDIO .....	5
3	VNR, COyM, INGRESO TARIFARIO, PEAJE Y PRECIOS EN BARRA .....	6
	3.1 INTRODUCCION.....	6
	3.2 COSTO TOTAL DE TRANSMISION .....	6
	3.2.1 VNR DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION Y COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LAS EMPRESAS DE TRANSMISIÓN .....	6
	3.2.2 VNR DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION DEL SEIN Y COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....	12
	3.3 CALCULO DEL INGRESO TARIFARIO .....	14
	3.4 GARANTÍA POR RED PRINCIPAL DEL PROYECTO CAMISEA .....	15
	3.5 PEAJE DE CONEXIÓN DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN .....	15
4	PLAN DE OBRAS DE TRANSMISIÓN .....	16
5	FORMULAS DE REAJUSTE.....	16

## RELACIÓN DE CUADROS

	Pág.
Cuadro No 3.1	VNR - REP .....7
Cuadro No 3.2	COyM - REP .....7
Cuadro No 3.3	VNR - ETESELVA .....8
Cuadro No 3.4	COyM – ETESELVA.....8
Cuadro No 3.5	VNR – REDESUR .....9
Cuadro No 3.6	COyM - REDESUR .....9
Cuadro No 3.7	LIQUIDACIÓN REDESUR PERIODO 2008-2009 .....9
Cuadro No 3.8	VNR - CONSORCIO TRANSMANTARO .....10
Cuadro No 3.9	COyM - CONSORCIO TRANSMANTARO .....10
Cuadro No 3.10	LIQUIDACIÓN TRANSMANTARO PERIODO 2008-2009 .....10
Cuadro No 3.11	VNR – ISA PERÚ .....11
Cuadro No 3.12	COyM – ISA PERÚ .....11
Cuadro No 3.13	LIQUIDACIÓN ISA PERÚ PERIODO 2008–2009 .....11
Cuadro No 3.14	VNR – SAN GABÁN .....11
Cuadro No 3.15	COyM – SAN GABÁN .....12
Cuadro No 3.16	VNR – ANTAMINA .....12
Cuadro No 3.17	COyM - ANTAMINA.....12
Cuadro No 3.18	VNR DEL SISTEMA PRINCIPAL - SEIN .....13
Cuadro No 3.19	COyM DEL SISTEMA PRINCIPAL – SEIN .....14
Cuadro No 3.20	INGRESOS TARIFARIOS – SEIN .....14
Cuadro No 3.21	CALCULO DE PEAJE UNITARIO.....15
Cuadro No 4.1	PLAN DE OBRAS DE TRANSMISIÓN.....16

## ANEXOS

### ANEXO A: VNR y COyM DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN DEL SEIN

A1: DOCUMENTACIÓN DE REP	17
A2: DOCUMENTACIÓN DE ETESELVA	280
A3: DOCUMENTACIÓN DE REDESUR	422
A4: DOCUMENTACIÓN DE TRANSMANTARO	435
A5: DOCUMENTACIÓN DE ISA PERÚ	445
A6: DOCUMENTACIÓN DE SAN GABÁN	450
A7: DOCUMENTACIÓN DE ANTAMINA	477

### ANEXO B: INGRESO TARIFARIO Y PEAJE

## 1 INTRODUCCION

Conforme el Artículo 14° del Reglamento del COES (D.S. 027-2008-EM publicado el 03 de mayo de 2008) el Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores en la parte que les corresponda, elaborarán el estudio y la propuesta anual para la fijación de las Tarifas en Barra aplicable al Mercado Regulado, siguiendo lo establecido en los artículos 47° a 51° de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RCLE), demás normas y Procedimientos correspondientes.

Asimismo, con fecha 23 de julio del 2006 se ha publicado en el diario El Peruano la Ley N° 28832 "Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica" que ha modificado los artículos 47° y 51° de la LCE.

Es por ello, que en función a todo esto, el Subcomité de Transmisores del COES presenta el Estudio Técnico – Económico al OSINERGMIN con las propuestas de Tarifas de Transmisión del Sistema Principal y Garantizado como parte del Procedimiento para la Fijación de los Precios en Barra del periodo Mayo 2009- Abril 2010.

## 2 INFORMACIÓN UTILIZADA PARA LA ELABORACIÓN DEL ESTUDIO

Para la elaboración del presente informe se ha utilizado la información que se lista a continuación:

- a) Informe de VNR de las empresas de transmisión: REP, ETESELVA, REDESUR, TRANSMANTARO, ISA PERU, SAN GABÁN y ANTAMINA.
- b) Informe de COyM de las empresas de transmisión: REP, ETESELVA, REDESUR, TRANSMANTARO, ISA PERU, SAN GABÁN y ANTAMINA.
- c) Archivo de Demanda, remitido por el Subcomité de Generadores del COES, que forma parte de su Estudio Técnico-Económico para la Fijación de Tarifas en Barra del periodo Mayo 2009 – Abril 2010.
- d) Archivos de Salida del Perseo, remitido por el Subcomité de Generadores del COES, que forma parte de su Estudio Técnico-Económico para la Fijación de Tarifas en Barra del periodo Mayo 2009 – Abril 2010.

### **3 VNR, COyM, INGRESO TARIFARIO, PEAJE Y PRECIOS EN BARRA**

#### **3.1 INTRODUCCIÓN**

El Sistema Principal de Transmisión (en adelante "SPT") del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) comprende un conjunto de instalaciones que han sido calificadas por el Ministerio de Energía y Minas.

Las instalaciones del SPT y del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante "SST") son aquellas instalaciones calificadas como tales al amparo de la LCE y cuya puesta en operación comercial se han producido antes de la promulgación de la Ley N° 28832. Se ha definido el Sistema Garantizado de Transmisión (en adelante "SGT") del SEIN que está conformado por las instalaciones del Plan de Transmisión cuya concesión y construcción sean resultado de un proceso de licitación pública. Sin embargo, para el periodo de mayo 2009 a abril 2010 no se iniciará la operación comercial de estas instalaciones.

Por lo tanto, en el cálculo del Ingreso Tarifario y Peaje de Conexión se han tomado en consideración las instalaciones de transmisión definidas como parte del SPT del SEIN conforme lo establecen las Resoluciones Ministeriales N° 166-167-168-2001-EM/VME de fecha 6 de abril de 2001, las cuales se basan en los Informes SEG/CTE N° 011-2001 y N° 015-2001 de la ex – CTE (hoy OSINERGMIN) y Resoluciones de OSINERG N° 1450,1472-2002-OS/CD y OSINERG N° 259-2004-OS/CD.

Asimismo, teniendo en consideración lo establecido en el Art. 27° del RIEE publicado el 24.11.2005, se ha incluido como parte del SPT la L.T Zorritos – Zarumilla en 220 kV.

El Subcomité de Transmisores del COES presenta a continuación la propuesta del Costo Total de Transmisión, sustentada por las respectivas empresas de Transmisión.

#### **3.2 COSTO TOTAL DE TRANSMISIÓN**

##### **3.2.1 VNR DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN Y COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LAS EMPRESAS DE TRANSMISIÓN**

###### **3.2.1.1 REP**

###### **Valor Nuevo de Reemplazo**

Para el desarrollo del presente Estudio, REP ha presentado la actualización del VNR de las instalaciones que forman parte del SPT de su concesión, ya que la última actualización se realizó en el año 2005 (actualización del VNR cada 4 años); sin embargo, no se están actualizando las Líneas de Transmisión: (i) L-2280 Zorritos-Zarumilla 220 kV, y (ii) L-1120 Huanuco-Paragsha II 138 kV, puesto que la última actualización del VNR de estas instalaciones se realizó en el 2006. La actualización del VNR de REP se muestra en el Cuadro N° 3.1.

**Cuadro No 3.1  
VNR - REP**

INSTALACIÓN	VNR (US\$)
L.T. Zorritos - Zarumilla 220 kV	5,136,435
L.T. Talara - Piura Oeste 220 kV	7,944,941
SE Talara - Reactor 20 MVAR	733,104
SE Piura Oeste - Reactor 20 MVAR	551,634
L.T. Chiclayo Oeste - Guadalupe 220kV	6,716,961
SE Chiclayo Oeste - SVC +/-30 MVAR	3,128,254
L.T. Guadalupe - Trujillo Norte 220 kV	8,051,839
SE Guadalupe - Transformador 220/60/10kV; 60 MVA	4,037,994
SE Guadalupe - Reactor 20 MVAR	709,692
SE Trujillo Norte SVC +30/-20 MVAR	3,177,429
L.T. Chimbote 1 - Paramonga Nueva 220 kV	16,185,965
SE Chimbote 1 - Bancos 20 + 15 MVAR	295,434
L.T. Paramonga Nueva - Huacho 220 kV	4,602,402
SE Paramonga Nueva - Reactor 40 MVAR	869,414
L.T. Huacho - Zapallal 220 kV	9,632,213
L.T. Chavarría - Santa Rosa 220 kV	2,634,408
SE San Juan - Bancos 30 + 15 MVAR	3,307,561
L.T. Paragsha II - Huánuco 220 kV	6,101,927
SE Huánuco - Banco 2.2 MVAR	119,545
L.T. Huánuco - Tingo María 220 kV	7,219,938
SE Tingo María - Banco 2.2 MVAR	116,516
L.T. Cerro Verde - Repartición 138 kV	2,723,610
L.T. Repartición - Mollendo 138 kV	4,362,410
L.T. Tintaya - Azángaro 138 kV	9,066,768
SE Tintaya - SVC +/- 15 MVAR	1,269,757
L.T. Dolorespata - Quencoro 138 kV	879,774
L-2224 - Celda en SE Pachachaca	797,059
C.Control Principal - Lima	1,969,425
C.Control Respaldo - Arequipa	904,041
<b>TOTAL VNR</b>	<b>113,246,451</b>

**Costos de Operación y Mantenimiento**

La empresa REP ha presentado su propuesta del COyM con los costos actualizados para la presente fijación tarifaria, la cual se muestra en el Cuadro No 3.2.

**Cuadro No 3.2  
COyM - REP**

DESCRIPCIÓN	TOTAL (US\$)
COyM	4 225 835

**Liquidación Período Tarifario mayo 2008 – abril 2009**

La empresa REP ha presentado la liquidación anual de sus ingresos de forma preliminar del periodo mayo 2008 – abril 2009, conforme lo establece la normativa vigente.

### Ajuste por Remuneración Anual (RA)

En función a los cálculos e índices de actualización preliminares, la empresa REP ha presentado los cálculos de las componentes de la Remuneración Anual para el periodo Mayo 2009-Abril 2010 a fin de determinar la Remuneración que corresponde recaudarse por concepto de las instalaciones del SPT, de conformidad con la metodología de cálculo establecida en su contrato de concesión.

En el Anexo A1 se adjunta la propuesta realizada por REP.

#### 3.2.1.2 ETESELVA

##### Valor Nuevo de Reemplazo

Se ha considerado el VNR de las instalaciones de ETESELVA, en el Cuadro No 3.3 se muestra el VNR utilizado.

**Cuadro No 3.3  
VNR - ETESELVA**

INSTALACIÓN	VNR (US\$)
SE Tingo María – Reactor 30 MVAR	35 306 963
SE Tingo María – Autotransformador 220/138 kV; 40 MVA	
L.T. Vizcarra - Paramonga Nueva 220 kV	
<b>TOTAL VNR</b>	<b>35 306 963</b>

##### Costos de Operación y Mantenimiento

La empresa ETESELVA ha informado que el COyM de sus instalaciones del Sistema Principal de Transmisión, en el Cuadro No 3.4 se muestra el COyM utilizado. En el Anexo A2 se adjunta la propuesta correspondiente.

**Cuadro No 3.4  
COyM – ETESELVA**

DESCRIPCIÓN	TOTAL (US\$)
COyM	1 409 834

#### 3.2.1.3 REDESUR

##### Valor Nuevo de Reemplazo

La empresa REDESUR ha informado el VNR de sus instalaciones según se muestra en el Cuadro No 3.5.

**Cuadro No 3.5  
VNR – REDESUR**

INSTALACIÓN	VNR (US\$)
L.T. Socabaya - Montalvo 220 kV	84 294 905
L.T. Montalvo – Tacna 220 kV	
L.T. Montalvo – Puno 220 kV	
<b>TOTAL VNR</b>	<b>84 294 905</b>

**Costos de Operación y Mantenimiento**

La empresa REDESUR ha informado el COyM según se muestra en el Cuadro No 3.6.

**Cuadro No 3.6  
COyM - REDESUR**

DESCRIPCIÓN	TOTAL (US\$)
COyM	2 395 042

**Liquidación Período Tarifario marzo 2008 – febrero 2009**

La empresa REDESUR ha informado la Liquidación anual de sus ingresos del período marzo 2008 - febrero 2009 de manera preliminar, el cálculo final debe efectuarse cuando se cuente con los valores de ingresos y tasas de cambio para los meses de setiembre 2008 a febrero 2009. La Liquidación preliminar se muestra en el Cuadro No 3.7.

En el Anexo A3 se adjunta la información remitida por REDESUR.

**Cuadro No 3.7  
LIQUIDACIÓN REDESUR PERIODO 2008-2009**

DESCRIPCIÓN	TOTAL (US\$)
LIQUIDACIÓN	222 491

**3.2.1.4 CONSORCIO TRANSMANTARO**

**Valor Nuevo de Reemplazo**

La empresa TRANSMANTARO ha informado el VNR preliminar de sus instalaciones, dicho valor se muestra en el Cuadro No 3.8.

**Cuadro No 3.8  
VNR - CONSORCIO TRANSMANTARO**

INSTALACIÓN	VNR (US\$)
L.T. Mantaro - Socabaya 220 kV	203 656 347
Addendum N° 5 al Contrato BOOT	7 761 391
<b>TOTAL VNR</b>	<b>211 417 738</b>

**Costos de Operación y Mantenimiento**

De acuerdo a lo informado por TRANSMANTARO, los costos de operación y mantenimiento preliminares se muestran en el Cuadro No 3.9.

**Cuadro No 3.9  
COyM - CONSORCIO TRANSMANTARO**

DESCRIPCIÓN	TOTAL (US\$)
COyM	5 765 765

**Liquidación Período Tarifario marzo 2008 – febrero 2009**

La empresa TRANSMANTARO ha informado de forma preliminar la liquidación anual de sus ingresos del periodo marzo 2008 – febrero 2009, dicho valor se muestra en el Cuadro No 3.10.

En el Anexo A4 se adjunta la información remitida por TRANSMANTARO.

**Cuadro No 3.10  
LIQUIDACIÓN TRANSMANTARO PERIODO 2008-2009**

DESCRIPCIÓN	TOTAL (US\$)
LIQUIDACIÓN	531 127

**3.2.1.5 ISA PERU**

**Valor Nuevo de Reemplazo y COyM**

La empresa ISA PERÚ ha informado, los valores de VNR y COyM de sus instalaciones, dichos Valores se muestran en los Cuadros No 3.11 y 3.12.

**Cuadro No 3.11  
VNR – ISA PERÚ**

INSTALACIÓN	VNR (US\$)
L.T. Pachachaca - Oroya Nueva 220 kV	60 472 804
L.T. Oroya-Carhuamayo-Paragsha-Vizcarra - 220 kV	
<b>TOTAL VNR</b>	<b>60 472 804</b>

**Cuadro No 3.12  
COyM – ISA PERÚ**

DESCRIPCIÓN	TOTAL (US\$)
COyM	1 814 184

**Liquidación Período marzo 2008 – febrero 2009**

La empresa ISA PERÚ ha informado de forma preliminar la Liquidación anual de sus ingresos para el periodo marzo 2008 - febrero 2009, dicho valor se muestra en el Cuadro No 3.13.

En el Anexo A5 se adjunta la información remitida por ISA PERÚ.

**Cuadro No 3.13  
LIQUIDACIÓN ISA PERÚ PERIODO 2008–2009**

DESCRIPCIÓN	TOTAL (US\$)
LIQUIDACIÓN	207 253

**3.2.1.6 SAN GABAN – TRANSMISION**

La empresa SAN GABÁN ha informado, los valores de VNR y COyM de sus instalaciones, estas se muestran en los Cuadros No 3.14 y 3.15.

En el Anexo A6 se adjunta la información remitida por SAN GABÁN.

**Cuadro No 3.14  
VNR – SAN GABÁN**

INSTALACIÓN	VNR (US\$)
Celda en 138kV – SE Azángaro	1 149 819
<b>TOTAL VNR</b>	<b>1 149 819</b>

**Cuadro No 3.15  
COyM – SAN GABÁN**

DESCRIPCIÓN	TOTAL (US\$)
COyM	33 910

**3.2.1.7 ANTAMINA – TRANSMISIÓN**

La empresa ANTAMINA ha informado, los valores de VNR y COyM de sus instalaciones, estas se muestran en los Cuadros No 3.16 y 3.17.

En el Anexo A7 se adjunta la información remitida por ANTAMINA.

**Cuadro No 3.16  
VNR – ANTAMINA**

INSTALACIÓN	VNR (US\$)
Celda L-253 en 220kV – SE Vizcarra	1 729 413
<b>TOTAL VNR</b>	<b>1 729 413</b>

**Cuadro No 3.17  
COyM - ANTAMINA**

DESCRIPCIÓN	TOTAL (US\$)
COyM	37 807

**3.2.2 VNR DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN DEL SEIN Y COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**

En el Cuadro No 3.18 se muestra el cuadro resumen del VNR del Sistema Principal de Transmisión.

**Cuadro No 3.18**  
**VNR DEL SISTEMA PRINCIPAL - SEIN**

CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	TITULAR	VNR (US\$)
L-2280	Zorritos	Zarumilla	REP	5 136 435
L-2248	Talara	Piura Oeste	REP	7 944 941
SE Talara	Reactor 20 MVAR		REP	733 104
SE Piura Oeste	Reactor 20 MVAR		REP	551 634
L-2236	Chiclayo Oeste	Guadalupe	REP	6 716 961
SE Chiclayo Oeste	SVC +/- 30 MVA		REP	3 128 254
L-2234	Guadalupe	Trujillo Norte	REP	8 051 839
SE Guadalupe	Transformador 220/60/10kV, 60MVA		REP	4 037 994
SE Guadalupe	Reactor 20 MVAR		REP	709 692
SE Trujillo Norte	SVC +30/-20 MVAR		REP	3 177 429
L-2215	Chimbote 1	Paramonga Nueva	REP	16 185 965
SE Chimbote	Bancos 20 + 15 MVAR		REP	295 434
L-2213	Paramonga Nueva	Huacho	REP	4 602 402
SE Paramonga Nueva	Reactor 40 MVAR		REP	869 414
L-2212	Huacho	Zapallal	REP	9 632 213
L-2003/2004	Chavarría	Santa Rosa	REP	2 634 408
SE San Juan	Bancos 30 + 15 MVAR		REP	3 307 561
L-1120	Paragsha II	Huánuco	REP	6 101 927
SE Huánuco	Banco 2.2 MVAR		REP	119 545
L-1121	Huánuco	Tingo María	REP	7 219 938
SE Tingo María	Banco 2.2 MVAR		REP	116 516
L-1029	Cerro Verde	Repartición	REP	2 723 610
L-1030	Repartición	Mollendo	REP	4 362 410
L-1006	Tintaya	Azángaro	REP	9 066 768
SE Tintaya	SVC +/- 15 MVA		REP	1 269 757
L-1004	Dolorespata	Quencoro	REP	879 774
L-2224	Celda en SE Pachachaca		REP	797 069
C.Control Principal	Lima		REP	1 969 425
C.Control Respaldo	Arequipa		REP	904 041
SE Azángaro	Celda en 138 kV		SAN GABÁN	1 149 819
SE Tingo María	Reactor 30 MVAR		ETESSELVA	
SE Tingo María	Autotransformador 220/138 kV; 40 MVA		ETESSELVA	35 306 963
L-253	Vizcarra	Paramonga Nueva	ETESSELVA	
SE Vizcarra	Celda L-253 en 220 kV		ANTAMINA	1 729 413
L-2025 L-2026	Socabaya	Montalvo	REDESUR	
L-2029	Montalvo	Tacna	REDESUR	84 294 905
L-2030	Montalvo	Puno	REDESUR	
L-2053 L-2054	Mantaro	Socabaya	TRANSMANTARO	203 656 347
	Addendum N° 5 al Contrato BOOT		TRANSMANTARO	7 761 391
L-224	Pachachaca	Oroya Nueva	ISA	
L-2259 L-2258 L-2254	Oroya-Carhuamayo-Paragsha-Vizcarra		ISA	60 472 804
REP				113 246 451
SAN GABÁN TRANSMISIÓN				1 149 819
ETESSELVA				35 306 963
ANTAMINA				1 729 413
REDESUR				84 294 905
TRANSMANTARO				211 417 738
ISA				60 472 804
TOTAL SEIN				507 618 093

En el Cuadro No 3.19 se muestra el cuadro resumen del COyM del Sistema Principal de Transmisión.

**Cuadro No 3.19  
COYM DEL SISTEMA PRINCIPAL – SEIN**

EMPRESA DE TRANSMISIÓN	COSTO DE OyM (US\$/Año)
REP	4 225 835
SAN GABÁN TRANSMISIÓN	33 910
ETSELVA	1 409 834
ANTAMINA	37 807
REDESUR	2 395 042
TRANSMANTARO	5 765 765
ISA	1 814 184
<b>TOTAL SEIN</b>	<b>15 682 376</b>

### 3.3 CALCULO DEL INGRESO TARIFARIO

En el Cuadro No 3.20 se muestra el Ingreso Tarifario de Potencia y Energía.

**Cuadro No 3.20  
INGRESOS TARIFARIOS – SEIN**

CODIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	IT ENERGIA (US\$/Año)	IT POTENCIA (US\$/Año)	ING. TARIF. (US\$/Año)
L-2280	Zorritos	Zarumilla	0	0	0
L-2248	Talara	Piura Oeste	4 813	0	4 813
L-2236	Chiclayo Oeste	Guadalupe	0	0	0
L-2234	Guadalupe	Trujillo Norte	0	0	0
SE Guadalupe	Transformador 220/60/10kV; 60MVA		2 854	0	2 854
L-2215	Chimbote I	Paramonga Nueva	34 967	0	34 967
L-2212/L-2213	Paramonga Nueva	Zapella	19 516	0	19 516
L-2003/L-2004	Chavarría	Santa Rosa	0	0	0
L-1120	Paragsha II	Huánuco	0	0	0
L-1121	Huánuco	Tingo María	2 628	0	2 628
L-1029/L-1030	Cerro Verde	Mollendo	0	0	0
L-1006	Tintaya	Azángaro	38 214	0	38 214
L-1004	Dolorespata	Quencero	1 774	0	1 774
SE Azágaro	Celda de LT en 138 kV		0	0	0
SE Tingo María	Autotransformador 220/138 kV; 40 MVA		0	0	0
L-253	Vizcarra	Paramonga Nueva	32 026	0	32 026
SE Vizcarra	Celda L-253 en 220 kV		0	0	0
L-2025 L-2026	Socabaya	Montalvo	0	0	0
L-2029	Montalvo	Tacna	3	0	3
L-2030	Montalvo	Puno	0	0	0
L-2053 L-2054	Mantero	Socabaya	24 941 147	0	24 941 147
L-224	Pachachaca	Oroya Nueva	0	0	0
L-2259 L-2256 L-2254	Oroya-Carhuamayay-Paragsha-Vizcarra		6 362	0	6 362
REP			104 768	0	104 768
SAN GABÁN TRANSMISIÓN			0	0	0
ETSELVA			32 026	0	32 026
ANTAMINA			0	0	0
REDESUR			3	0	3
TRANSMANTARO			24 941 147	0	24 941 147
ISA			6 362	0	6 362
<b>TOTAL SEIN</b>			<b>25 084 308</b>	<b>0</b>	<b>25 084 308</b>

Los factores nodales utilizados para expandir el Precio Básico de la Energía se calculan considerando el despacho económico del sistema. En este sentido, se utiliza el modelo PERSEO que permite una ponderación apropiada de los factores nodales determinados para las diferentes situaciones hidrológicas, para los diferentes meses y para los diferentes niveles de carga en el sistema.

Para el caso de los factores de pérdidas de potencia se considera lo dispuesto por la Quinta Disposición Complementaria Transitoria de la Ley 28832, el cual señala que "..., los factores de pérdidas de potencia se determinarán a partir de los factores vigentes a la fecha de publicación de la presente Ley, ajustándolos anualmente hasta alcanzar en forma lineal el valor de 1,0 en el año 2010."

### 3.4 GARANTÍA POR RED PRINCIPAL DEL PROYECTO CAMISEA

Cabe indicar que, de acuerdo Informe N° 0185-2008-GART que determina el Peaje por GRP para el quinto año de Cálculo del proyecto Camisea, el cargo por Garantía por Red Principal del Proyecto Camisea, establecido por el OSINERGMIN en la Fijación tarifaria de mayo 2008 es de 0.276 US\$/kW-mes igual a 3.485 US\$/kW-año y dicho cargo debe ser adicionado al PCSPT.

Asimismo, es necesario precisar que el OSINERGMIN de acuerdo a lo establecido en la Resolución OSINERG N° 077-2004-OS/CD donde se aprueba el procedimiento de "Cálculo de Garantía por Red Principal (GRP) del Proyecto Camisea", indica que el OSINERGMIN establecerá el nuevo valor de GRP para el período de mayo 2009 - abril 2010. Por tanto, el valor del GRP considerado en el presente estudio es un valor preliminar.

### 3.5 PEAJE DE CONEXIÓN DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

El Cuadro N° 3.21 nos muestra el cálculo del peaje unitario.

**Cuadro No 3.21**  
**CALCULO DE PEAJE UNITARIO**  
**Período mayo 2009 - abril 2010**

EMPRESA DE TRANSMISIÓN	COSTO ANUAL (US\$/Año)	LIQUIDACION ANUAL (US\$/Año)	AJUSTE POR RAG (US\$/Año)	INGRESO TARIFARIO (US\$/Año)	PEAJE ANUAL (US\$/Año)	PEAJE UNITARIO (US\$/kW-Año)
REP	18 284 663		18 284 663	104 768	18 179 895	4.099
SAN GABÁN TRANSMISIÓN	176 653			0	176 653	0.040
ETESSELVA	5 792 970			32 028	5 760 942	1.299
ANTAMINA	252 502			0	252 502	0.057
REDESUR	12 888 727	222 491		3	13 111 215	2.956
TRANSMANTARO	32 031 403	531 127		24 941 147	7 621 383	1.718
ISA	9 321 499	207 253		6 362	9 522 390	2.147
GRP TGP						3.254
GRP GNLC						0.231
TOTAL						15.800

<sup>(1)</sup> Incluye la Garantía por Red Principal del Proyecto Camisea  
Máxima Demanda 2009: 4692 MW  
Factor de MD Clientes: 0.9454  
Máxima Demanda Ventas: 4436 MW

En el Anexo B se muestra las hojas de cálculo respectivas, las que se remiten por medio digital.

#### 4 PLAN DE OBRAS DE TRANSMISIÓN

El Cuadro N° 4.1 muestra el Plan de Obras de Transmisión para el periodo Mayo 2009 – Abril 2010.

**Cuadro No 4.1**  
**PLAN DE OBRAS DE TRANSMISIÓN**  
**Período mayo 2009 - abril 2010**

PROYECTO	TENSIÓN (kV)	FECHA
LT Chilca – El Platanal – TRANSMANTARO	220	Ago 2009
LT Chilca – La Planicie – Zapallal (2 ternas) – TRANSMANTARO	220	May 2010
LT Carhuaquero – Cerro Corona – ABENGOA	220	Nov 2010
LT Cajamarca – Huallanca (2 ternas) – ABENGOA	220	Nov 2010
LT Huallanca – Conococha (2 ternas) – ABENGOA	220	Nov 2010
LT Conococha – Paragsha – ABENGOA	220	Nov 2010
LT Paragsha – Carhuamayo (2 ternas) – ABENGOA	220	Nov 2010
Enlace Huallanca Nueva – Huallanca Existente – ABENGOA	138	Nov 2010
Enlace Carhuamayo 138 kV – Enlace 220 kV – ABENGOA	138	Nov 2010
LT Machupicchu – Cotaruse (2 ternas) – ISONOR	220	Mar 2011
LT Mantaro – Caravelí – Montalvo – ISONOR	500	Mar 2011
LT Chilca – Zapallal – TRANSMANTARO	500	Mar 2011

#### 5 FORMULAS DE REAJUSTE

Las fórmulas de reajuste a utilizar para el presente estudio, serán las mismas que el Subcomité de Generadores del COES, incluirá en su propuesta de energía y potencia, el cual se ha calculado en base a un análisis de sensibilidad de los respectivos precios básicos.

San Isidro, 14 de noviembre de 2008

# **ANEXO A:**

## **VNR y COyM DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN DEL SEIN**

# **ANEXO A1:**

## **DOCUMENTACIÓN DE REP**

**ANEXO A1:**

**DOCUMENTACIÓN DE REP**

**ANEXO A1-1**



REP

**PROPUESTA TARIFARIA DE REP  
REGULACIÓN TARIFA EN BARRA MAYO 2009- ABRIL 2010**

**NOVIEMBRE 2008**

## INFORME

### **PROPUESTA TARIFARIA DE RED DE ENERGÍA DEL PERÚ REGULACIÓN DE TARIFAS EN BARRA MAYO 2009- ABRIL 2010**

#### **1 OBJETIVO**

El presente informe tiene como objetivo determinar las Tarifas del Sistema Principal de Transmisión de REP correspondiente al Periodo Tarifario Mayo 2009 - Abril 2010, y detallar la metodología empleada para su cálculo y de los componentes que lo conforman.

#### **2 ANTECEDENTES**

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

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

- Con fecha 26 de julio del 2006, las Partes suscribieron la Adenda para Modificación del Contrato de Concesión (Segunda Adenda de Modificación), mediante el cual se precisó el tratamiento de los ingresos adicionales a la RAG y se modificó el Anexo N° 7 del Contrato de Concesión en el cual se establecen los criterios generales para el pago de remuneraciones de la Sociedad Concesionaria. Además se introduce una Cláusula Transitoria para regularizar la remuneración de las instalaciones que generan Ingresos adicionales a la RAG correspondientes a los contratos de servicios de transmisión con CNP Energía S.A. y Cahua S.A., y recuperar el monto pagado por concepto de Impuesto a las Transacciones Financieras (ITF).
- Con fecha 28 de mayo de 2007, las Partes suscribieron la Minuta Aclaratoria, mediante la cual se da mayor precisión respecto de la forma y mecanismos aplicables al pago de la Remuneración Anual por Ampliaciones.
- Con fecha 7 de agosto de 2007, las Partes suscribieron la Adenda para la Modificación del Contrato de Concesión (Tercera Adenda de Modificación), mediante la cual modifican el numeral 5.2 del Anexo N° 7 respecto al pago de la remuneración anual correspondiente a los consumidores. Asimismo, se modifica el numeral 10 respecto a las instalaciones que generan ingresos adicionales a la RAG.

#### **Ampliación N° 1**

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

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

- Asimismo, con fecha 11 de abril de 2008 las Partes suscribieron la Adenda modificatoria de la Primera Cláusula Adicional, con la finalidad de incorporar el Proyecto de “Repotenciación del Sistema de barras de la Subestación San Juan” como parte de la Ampliación N° 1. En este sentido la Ampliación N° 1 quedó establecida como dos proyectos, cada una con sus propias fechas de inicio de operaciones y remuneraciones:

- Proyecto 1: Proyecto de construcción de la nueva Subestación Chilca REP y Ampliación de la capacidad de las líneas de transmisión existentes L-2090 y L-2208 en los tramos desde la Subestación San Juan hasta la futura Subestación Chilca REP.
- Proyecto 2: Repotenciación del Sistema de Barras de la Subestación San Juan

#### **Ampliación N° 2**

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

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

### **Ampliación N° 3**

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

### **Ampliación N° 4**

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

## **3 ASPECTOS LEGALES**

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

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

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

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

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

**“Sexta.- Armonización del marco legal de transmisión**

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

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

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

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

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

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

*“El conjunto de instalaciones de transmisión de ETECEN y ETESUR, y en general de todas las instalaciones materia del Contrato de Concesión incluyendo las instalaciones correspondientes a las Ampliaciones convenidas entre el Concedente y la Sociedad Concesionaria<sup>1</sup>, será dividido en dos grupos:*

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

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

*Secundarios de Transmisión no considerados en el párrafo anterior.”*

#### 4 METODOLOGÍA DE CALCULO Y RECAUDACIÓN DE LOS INGRESOS

##### 4.1 REMUNERACIÓN ANUAL (RA)<sup>2</sup>

La Remuneración Anual será igual a:

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

RAG: Remuneración Anual Garantizada

RAA: Sumatoria de la remuneración anual de todas las ampliaciones

La RA comprende los siguientes conceptos:

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

RA<sub>1</sub>(n): Que se pagará mediante compensaciones mensuales que serán facturadas a los titulares de generación.

RA<sub>2</sub>(n): Que estará a su vez compuesta por:

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

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

#### **4.1.1 Pago de los Generadores**

El monto en el año de la parte de la RA(n) que corresponda ser pagado por las instalaciones de Generación RA<sub>1</sub>(n), a ser establecido por el OSINERGMIN, deberá ser asumido por los titulares de generación en función del uso físico que realicen dichas instalaciones de transmisión.

La RA<sub>1</sub>(n) en aplicación del artículo 139° del Reglamento de la LCE, es igual al 100% del Costo Medio Anual de las instalaciones que conforman el grupo de instalaciones de generación. El pago de estas compensaciones se efectuará en Moneda Nacional y en doce cuotas iguales considerando una tasa mensual equivalente a la tasa de actualización prevista en el Artículo 79° de la LCE. Los titulares de generación, en este caso pagarán dichas compensaciones directamente a la Sociedad Concesionaria.

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

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

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

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

#### **4.1.2 Pago de los Consumidores**

En el año n, el componente de la RA(n) que corresponda ser pagado por el grupo de instalaciones de la demanda RA<sub>2</sub>(n), será establecido por el OSINERGMIN como la diferencia entre la RA(n) y la RA<sub>1</sub>(n).

El pago de la RA<sub>2</sub>(n) será asumido por los consumidores del sistema eléctrico interconectado nacional, de acuerdo al procedimiento que se indica a continuación:

- a) Se determina las compensaciones<sup>3</sup> correspondientes a las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión de aplicación a la demanda  $RA_{SST}(n)$ , de conformidad con las leyes aplicables y en particular según lo establecido en el artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM y sus normas complementarias y modificatorias. En el cálculo de la  $RA_{SST}(n)$  no se deben incluir las instalaciones que generan ingresos adicionales a la RAG aplicables a la demanda.
- b) Se determina las compensaciones<sup>4</sup> correspondientes a las instalaciones del sistema Principal de Transmisión  $RA_{SPT}(n)$ , de conformidad con las leyes aplicables.
- c) Se calcula la suma de la  $RA_{SST}(n) + RA_{SST}(n)$ .
- d) Si la suma calculada en c) resulta superior al valor de  $RA_2(n)$ , se procede a efectuar un reajuste en los peajes de los Sistemas Secundarios de Transmisión aplicable a los usuarios regulados comprendidos en la  $RA_{SST}(n)$ , hasta que la suma de las compensaciones sea igual a la  $RA_2(n)$ . Si aun con dicho reajuste subsistiese alguna diferencia, se efectuará un reajuste en el Peaje por Conexión del sistema Principal de Transmisión , hasta alcanzar la igualdad indicada.
- e) Si la suma calculada en c) fuese inferior al valor de la  $RA_2(n)$  se reajustará el valor el Peaje por Conexión del Sistema Principal de Transmisión hasta que la suma de las compensaciones sea igual a la  $RA_2(n)$ .

#### 4.2 REMUNERACIÓN ANUAL GARANTIZADA (RAG)

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

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

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

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

#### **4.3 REMUNERACIÓN ANUAL POR AMPLIACIONES (RAA)**

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

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

#### **4.4 INSTALACIONES QUE GENERAN INGRESOS ADICIONALES A LA RAG**

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

***“Instalaciones que Generan Ingresos Adicionales a la RAG:***

*Son aquellas instalaciones materia de los contratos por servicios de transmisión cedidos a la Sociedad Concesionaria según lo establecido en el Anexo 11 numeral 11.1.1, cuyas*

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

Así mismo, el numeral 10 del Anexo N° 7 del Contrato de Concesión<sup>5</sup> en referencia a la remuneración de Instalaciones que Generan Ingresos Adicionales a la RAG establece que:

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

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

---

<sup>5</sup> Modificado mediante la Adenda suscrita el 7 de agosto de 2007.

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

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

#### **4.5 RECUPERACIÓN DEL ITF**

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

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

#### 4.6 AMPLIACIONES MENORES

En la Primera Adenda de Modificación se define a las Ampliaciones menores como:

***“Ampliaciones Menores:***

*Ampliaciones ejecutadas por la Sociedad Concesionaria aprobadas por el Concedente, cuyo presupuesto de inversión no supere la suma de US\$ 200 000 (Doscientos Mil Dólares de los estados Unidos de América), sin incluir el Impuesto General a las Ventas. Comprende también instalaciones temporales.”*

Así mismo, ésta Adenda en lo referente a la Remuneración Única por Ampliaciones Menores del Anexo N° 7, señala que:

*Las Ampliaciones menores ejecutadas conforme al final del numeral 8.1.5 recibirán una remuneración extraordinaria, por única vez, mediante la inclusión en el cálculo de la liquidación anual que efectuará el OSINERG de acuerdo al Numeral 7 del Anexo N° 7, de un monto adicional agregado a la RA del año siguiente ( $RA(n+1)$ ) igual a la sumatoria de la remuneración extraordinaria de cada Ampliación Menor puesta en servicio durante el año anterior.*

*A tal efecto, la remuneración extraordinaria de cada una de las Ampliaciones Menores es igual a la suma de:*

- A) El monto de la inversión ejecutada por la Ampliación Menor, auditado por una empresa o profesional de auditoría, elegido por el Concedente de una terna designada por la Partes. El monto de la Inversión no podrá exceder en más del 10% al presupuesto aprobado para la inversión; y,*
- B) El valor presente de los costos de operación y mantenimiento equivalente al 1.5% anual del valor señalado en A). Para tal efecto, se utilizará la tasa de actualización del artículo 79° de*

*la Ley de Concesiones Eléctricas y se considerará un periodo igual al que resulte menor entre (i) el tiempo de vida útil de las instalaciones y equipos establecida en la auditoría, y (ii) el periodo entre la puesta en operación de la Ampliación Menor y la finalización del Plazo del Concedente del Contrato de Concesión.*

#### 4.7 PROCEDIMIENTO DE LIQUIDACIÓN ANUAL

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

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

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

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

Donde:

L(n) : Liquidación correspondiente al año n

MMj : Monto mensual del mes j definido como la suma correspondiente de las cantidades que, para cada mes j, corresponde facturar por RA<sub>1</sub>(n) y la RA<sub>SPT</sub>(n) más la cantidad percibida por la RA<sub>SST</sub>(n).

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

RA<sub>1</sub>(n) : Remuneración correspondiente a compensaciones facturables a los titulares de generación.

RA<sub>SPT</sub>(n) : Ingreso Tarifario esperado y Peaje por Conexión correspondiente al Sistema Principal de Transmisión que

serán pagados por los consumidores de acuerdo con las Leyes aplicables.

RA<sub>SS</sub>T(n): Ingresos percibidos por la Sociedad Concesionaria correspondiente a compensaciones por Sistemas Secundarios de transmisión asociados a demanda.

Estos ingresos percibidos: (i) no incluyen los montos que debiéndose cobrar conforme a las Leyes Aplicables no hayan sido percibidos y se encuentren en procesos de controversia o acciones legales de cobranza seguidos por la Sociedad concesionaria, y (ii) sí incluyen los montos percibidos durante el periodo de liquidación que correspondan a compensaciones devengadas en periodos anteriores. En ningún caso se consideran los Ingresos Adicionales a la RAG.

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

En el periodo de liquidación analizado hay facturas correspondientes a la RA<sub>SS</sub>T que se encuentran parcial o totalmente pendientes de pago. Asimismo, estas facturas se encuentran en procesos de controversia y bajo acciones legales a fin de que se resuelva la cancelación total de las facturas emitidas de acuerdo a las Leyes Aplicables. En este sentido estas facturas o montos adeudados no serán considerados como parte de la liquidación anual.

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

Concesión, y con ello liquidar cualquier diferencia generada entre la remuneración provisional y la definitiva.

## **5 CÁLCULOS**

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

### **5.1 Remuneración Anual Mayo 2009-Abril 2010**

#### **5.1.1 Recálculo de la RA de periodo anteriores**

##### **- Recálculo RA Mayo 07-Abril 08**

Se está procediendo a recalcular los siguientes puntos:

1. Remuneración Única por Ampliaciones Menores: con motivo de los resultados del Informe de Auditoria de la Ampliación Menor N° 2.
  - Remuneración reconocida por OSINERGMIN = US\$ 142,948.18
  - Remuneración Informe Auditoria = US\$ 138,537.94
  
2. Se espera recalcular la RAA del periodo Mayo 07-Abril 08, ya que los resultados del Informe de Auditoria de la Ampliación N° 2 se espera estén disponibles para la Liquidación Anual de Ingresos, cuya primera presentación es en enero de 2009. (Como todavía no se cuenta con el Informe de Auditoria preliminarmente se está considerando la RAA regulada)

##### **- Recálculo RA Mayo 08-Abril 09**

Se espera recalcular la RAA del periodo Mayo 08-Abril 09, ya que los resultados del Informe de Auditoria de la Ampliación N° 2 se espera

estén disponibles para la Liquidación Anual de Ingresos, cuya primera presentación es en enero de 2009. (Como todavía no se cuenta con el Informe de Auditoría preliminarmente se está considerando la RAA regulada)

Preliminarmente los recálculos de los dos periodos tarifarios originarían que la RA a liquidar sea de US\$ 71'161,840.

### 5.1.2 Liquidación Anual de ingresos

LIQUIDACION DE LA RA  
Estimado Período: May'08 a Abr'09

	Período de Facturación	Fecha de Tipo de Cambio	Tipo de Cambio S./US \$	Monto Mensual RA1 S/.	Monto Mensual RA2 S/.	Total Facturado RA S/.	Montos pendientes de pago (RASST) S/.	Total Percibido RA S/.	Total Percibido US\$	Valor actualizado al 30 abril US\$
1	2008-05	13/06/2008	2.892	11,243,016.20	4,392,541.76	15,635,557.96	0.00	15,635,557.96	5,406,486.15	5,998,347.42
2	2008-06	14/07/2008	2.824	11,321,442.04	4,521,003.59	15,842,445.63	0.00	15,842,445.63	5,609,931.17	6,165,560.33
3	2008-07	14/08/2008	2.929	11,615,474.04	4,764,357.50	16,379,831.54	0.00	16,379,831.54	5,592,294.82	6,088,405.59
4	2008-08	12/09/2008	2.963	11,489,401.71	4,568,032.47	16,057,434.18	0.00	16,057,434.18	5,419,316.29	5,844,623.15
5	2008-09	14/10/2008	3.045	11,784,569.35	4,744,403.59	16,528,972.94	0.00	16,528,972.94	5,428,234.13	5,799,213.33
6	2008-10		3.045	11,784,569.35	4,744,403.59	16,528,972.94	0.00	16,528,972.94	5,428,234.13	5,744,703.03
7	2008-11		3.045	11,784,569.35	4,744,403.59	16,528,972.94	0.00	16,528,972.94	5,428,234.13	5,690,705.11
8	2008-12		3.045	11,784,569.35	4,744,403.59	16,528,972.94	0.00	16,528,972.94	5,428,234.13	5,637,214.75
9	2009-01		3.045	11,784,569.35	4,744,403.59	16,528,972.94	0.00	16,528,972.94	5,428,234.13	5,584,227.17
10	2009-02		3.045	11,784,569.35	4,744,403.59	16,528,972.94	0.00	16,528,972.94	5,428,234.13	5,531,737.66
11	2009-03		3.045	11,784,569.35	4,744,403.59	16,528,972.94	0.00	16,528,972.94	5,428,234.13	5,479,741.52
12	2009-04		3.045	11,784,569.35	4,744,403.59	16,528,972.94	0.00	16,528,972.94	5,428,234.13	68,992,713.19

RA a Liquidar Año 7 (Res. 461-2008-OS/CD) (US\$)	Recalculo RA a Liquidar Año 7 (US\$)	Valor actualizado de los montos facturados (US\$)	Liquidación de la RA (USD) (A)
71,167,372	71,161,840	68,992,713	2,169,127

### 5.1.3 Recuperación del ITF

#### - ITF de ingresos y gastos RA

Año	Periodo	% ITF	%IGV	Factores		
				IGV Mov Ingresos	IGV Mov. Salidas	Factor Total ITF
2008	May-Dic	0.07%	19.00%	1.1900	1.1893	0.0016655
2009	Ene-Abr	0.06%	19.00%	1.1900	1.1894	0.0014276

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

N°	Mes	Tipo de Cambio	Facturación Mensual		Total US \$	Factor ITF	ITF US\$	VF US\$*
			US \$	Total S/.				
11	May-08	13/06/2008	2.892	15,635,557.96	5,406,486.15	0.0016655	9,004.56	9,990.31
10	Jun-08	14/07/2008	2.824	15,842,445.63	5,609,931.17	0.0016655	9,343.40	10,268.80
9	Jul-08	14/08/2008	2.929	16,379,831.54	5,592,294.82	0.0016655	9,314.02	10,140.30
8	Ago-08	12/09/2008	2.963	16,057,434.18	5,419,316.29	0.0016655	9,025.93	9,734.28
7	Sep-08	14/10/2008	3.045	16,528,972.94	5,428,234.13	0.0016655	9,040.78	9,658.65
6	Oct-08	00/01/1900	3.045	16,528,972.94	5,428,234.13	0.0016655	9,040.78	9,567.86
5	Nov-08	00/01/1900	3.045	16,528,972.94	5,428,234.13	0.0016655	9,040.78	9,477.93
4	Dic-08	00/01/1900	3.045	16,528,972.94	5,428,234.13	0.0016655	9,040.78	9,388.84
3	Ene-09	00/01/1900	3.045	16,528,972.94	5,428,234.13	0.0014276	7,749.56	7,972.27
2	Feb-09	00/01/1900	3.045	16,528,972.94	5,428,234.13	0.0014276	7,749.56	7,897.33
1	Mar-09	00/01/1900	3.045	16,528,972.94	5,428,234.13	0.0014276	7,749.56	7,823.10
0	Abr-09	00/01/1900	3.045	16,528,972.94	5,428,234.13	0.0014276	7,749.56	7,749.56
							Valor ITF expresado al 30 de Abril de 2009 US\$	<b>109,669.22</b>

\* Valor al 30 de abril de 2009

#### - ITF de ingresos y gastos adicionales RAG

Año	Periodo	% ITF	%IGV	Factores		
				IGV Mov Ingresos	IGV Mov. Salidas	Factor Total ITF
2007	Ene-Dic	0.07%	19.00%	1.1900	1.1893	0.0016655
2008	Ene-Abr	0.06%	19.00%	1.1900	1.1894	0.0014276

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

N°	Tipo de Cambio	INGRESOS ADICIONALES A LA RAG (USD)					
		US \$	Facturación Mensual (US\$)	Factor ITF	ITF US\$	VF US\$*	
11	May-08	2.892	339,329.99	0.0016655	565.16	627.03	
10	Jun-08	2.824	334,305.80	0.0016655	556.79	611.94	
9	Jul-08	2.929	291,022.91	0.0016655	484.70	527.70	
8	Ago-08	2.963	335,699.56	0.0016655	559.11	602.99	
7	Sep-08	3.045	373,212.26	0.0016655	621.59	664.07	
6	Oct-08	3.045	321,440.75	0.0016655	535.36	566.57	
5	Nov-08	3.045	321,440.75	0.0016655	535.36	561.25	
4	Dic-08	3.045	321,440.75	0.0016655	535.36	555.97	
3	Ene-09	3.045	321,440.75	0.0014276	458.90	472.09	
2	Feb-09	3.045	321,440.75	0.0014276	458.90	467.65	
1	Mar-09	3.045	321,440.75	0.0014276	458.90	463.26	
0	Abr-09	3.045	326,850.68	0.0014276	466.63	466.63	
						Valor ITF expresado al 30 de Abril de 2008 US\$	<b>6,587.14</b>

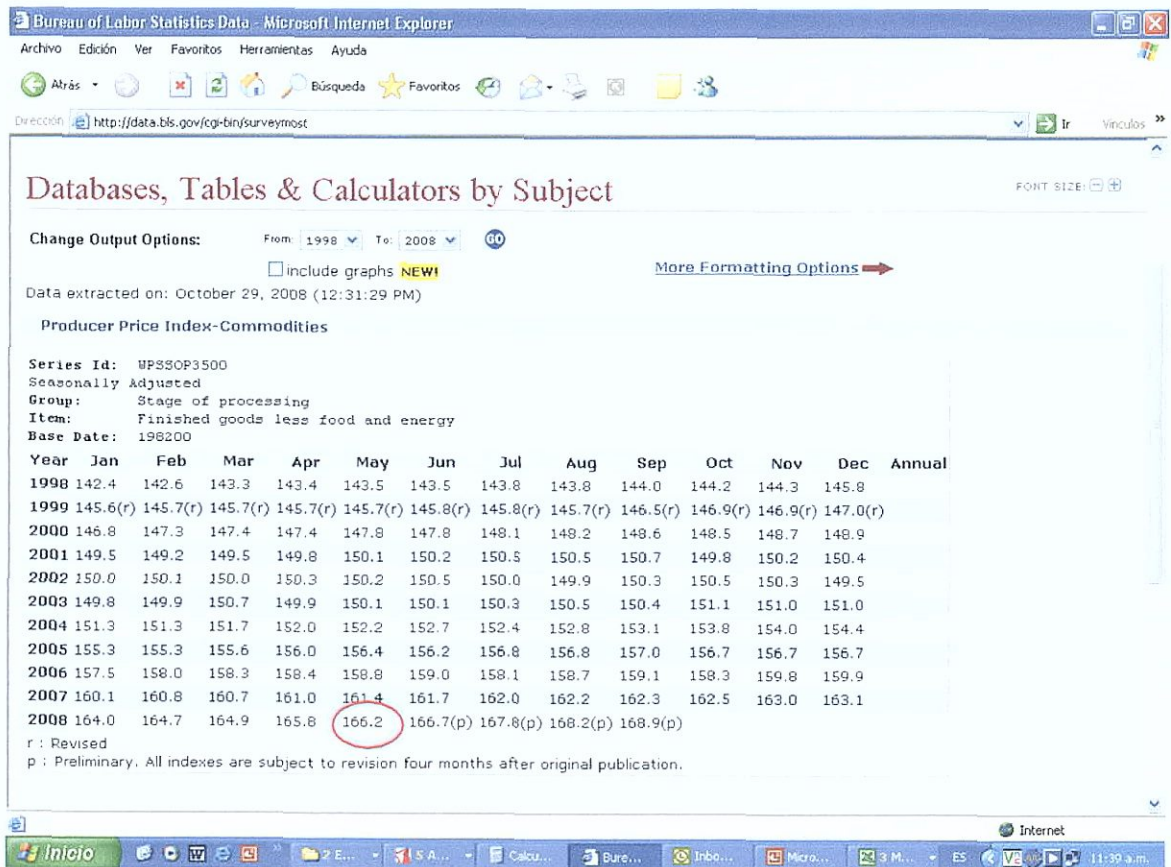
### 5.1.4 Actualización de la RAG

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

$$\text{RAG actualizada} = 58'638,000 \times 1.1087 = \text{US\$ } 65'014,247$$

#### Indice Finished Goods Less Food and Energy

	RAG	
INICIAL	149.90	Ago-02
ÚLTIMO DEFINITIVO	<b>166.20</b>	<b>Mayo-08</b>
VARIACIÓN	10.87%	



**Databases, Tables & Calculators by Subject**

Change Output Options: From 1998 To 2008  include graphs **NEW!** [More Formatting Options](#)

Data extracted on: October 29, 2008 (12:31:29 PM)

**Producer Price Index-Commodities**

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

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.

### 5.1.5 Actualización y cálculo de la RAA

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

#### 1. Ampliación N° 1

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

Rem. actualizada 1 (Proy. 1) = 5'534,908 x 1.0259 = US\$ 5'678,406

Rem. actualizada 1 (Proy. 2) = 126,973 x 1.0190 = US\$ 129,387

#### Indice Finished Goods Less Food and Energy

Proy 1	INICIAL	ÚLTIMO DEFINITIVO
Mes	Jul-07	Oct-08
WPSSOP3500	162.00	166.20 (preliminar)

Proy 2	INICIAL	ÚLTIMO DEFINITIVO
Mes	Dic-07	Oct-08
WPSSOP3500	163.10	166.20 (preliminar)

#### 2. Ampliación N° 2

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

Rem. Actualizada 2 = 5'041,014 x 1.0079 = US\$ 5'080,755

#### Indice Finished Goods Less Food and Energy

	INICIAL	ÚLTIMO DEFINITIVO
Mes	Mar-08	Oct-08
WPSSOP3500	164.90	166.20 (preliminar)

### 3. Ampliación N° 3

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

Remuneración Ampliación 3 = US\$ 2'388,950

### 4. Ampliación N° 4

Preliminarmente se está determinando la Remuneración Anual de la Ampliación N° 4 con el Valor de Inversión estimado de la Cuata Cláusula Adicional. Asimismo, se están considerando la estimada de inicio de operaciones 16 de enero de 2009.

Remuneración Ampliación 4 = US\$ 541,532

#### REMUNERACIÓN ANUAL POR AMPLIACIONES (RAA) (Mayo 09-Abril 10)

Periodo	Mes	Ampliación N° 1 (USD)		Ampliación N° 2 (USD)		Ampliación N° 3 (USD)		Ampliación N° 4 (USD)	
		Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*
11	May-09	459,241	509,515	401,752	445,733	188,902	209,582	42,821	47,508
10	Jun-09	459,241	504,726	401,752	441,543	188,902	207,612	42,821	47,062
9	Jul-09	459,241	499,982	401,752	437,393	188,902	205,660	42,821	46,619
8	Ago-09	459,241	495,282	401,752	433,281	188,902	203,727	42,821	46,181
7	Sep-09	459,241	490,627	401,752	429,209	188,902	201,812	42,821	45,747
6	Oct-09	459,241	486,015	401,752	425,174	188,902	199,915	42,821	45,317
5	Nov-09	459,241	481,447	401,752	421,178	188,902	198,036	42,821	44,891
4	Dic-09	459,241	476,921	401,752	417,219	188,902	196,175	42,821	44,469
3	Ene-10	459,241	472,439	401,752	413,297	188,902	194,331	42,821	44,051
2	Feb-10	459,241	467,998	401,752	409,412	188,902	192,504	42,821	43,637
1	Mar-10	459,241	463,599	401,752	405,564	188,902	190,695	42,821	43,227
0	Abr-10	459,241	459,241	401,752	401,752	188,902	188,902	42,821	42,821
<b>RAA Mayo 08- Abril 09 - (USD)</b>			<b>5,807,793</b>		<b>5,080,755</b>		<b>2,388,950</b>		<b>541,532</b>

\*Valores expresados al 30 de abril de 2009

<b>TOTAL (US\$)</b>	<b>13,819,029</b>
Valor Futuro* - expresado a abril 2009	

El valor final de la RAA dependerá de la fecha exacta de inicio de operaciones de cada proyecto de Ampliación. Provisionalmente se está considerando como fecha de inicio de operación para la Ampliación N° 3: 16 de febrero de 2009, y Ampliación N° 4: 16 de enero de 2009.

La RAA para el periodo Mayo 2009-Abril 2010 (preliminar) es de US\$ 13'819,029.

### 5.1.6 RA Mayo 2009-Abril 2010

$$RA = RAG + RAA + \text{Liquidación Total}$$

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

#### LIQUIDACIÓN TOTAL MAYO 2008-ABRIL 2009

Liquidación de la RAG Mayo 08- Abril 09	2,169,127
Recuperación del ITF de Mayo 08 - Abril 09	116,256
Remuneración Única por Ampliaciones Menores	-
<b>LIQUIDACIÓN TOTAL (US\$)</b>	<b>2,285,383</b>

<b>LIQUIDACIÓN TOTAL A APLICAR A LA RA AÑO 8 (US\$)</b>	<b>2,559,629</b>
---	------------------

#### REMUNERACIÓN ANUAL MAYO 09 - ABRIL 10

RAG actualizada	65,014,247
RAA Mayo 2009-Abril 2010	13,819,029
Liquidación anual	2,559,629
<b>REMUNERACIÓN ANUAL MAYO 09 - ABRIL 10 (US\$)</b>	<b>81,392,905</b>

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

#### a) VNR

	Valor Nuevo de Reemplazo Sistema Total - REP		
	SPT	SST	Total
Líneas de Transmisión	80,556,725	414,271,718	494,828,443
Subestaciones	29,816,260	155,248,172	185,064,432
Control de Control	2,873,466	11,444,296	14,317,762
<b>Total VNR</b>	<b>113,246,451</b>	<b>580,964,186</b>	<b>694,210,638</b>

b) COyM

	TIPO DE SISTEMA		TOTAL
	PRINCIPAL	SECUNDARIO	
<b>OPERACIÓN</b>	<b>291,394</b>	<b>1,592,122</b>	<b>1,883,516</b>
Operación CC	66,746	301,412	368,157
Operación de Subestaciones	224,648	1,290,711	1,515,359
<b>MANTENIMIENTO</b>	<b>1,448,679</b>	<b>5,429,094</b>	<b>6,877,773</b>
Líneas de Transmisión	1,030,349	3,235,780	4,266,130
Subestaciones	334,571	1,815,074	2,149,645
Mantenimiento CC y TEL	83,759	378,240	461,998
<b>GESTION</b>	<b>2,342,463</b>	<b>12,016,923</b>	<b>14,359,386</b>
Personal	983,764	5,046,680	6,030,445
No Personales	1,358,699	6,970,242	8,328,941
Costos No Personales sin Seguros	1,077,339	5,526,842	6,604,181
Seguros	281,360	1,443,400	1,724,760
<b>SEGURIDAD</b>	<b>143,298</b>	<b>767,067</b>	<b>910,365</b>
<b>COSTOS INICIALES</b>			
<b>Sub Total COyM</b>	<b>4,225,835</b>	<b>19,805,205</b>	<b>24,031,040</b>
VNR	113,246,451	580,964,186	694,210,638
COyM/VNR	3.73%	3.41%	3.46%

Tasa cambio : 3.09

c) Costo Total de Transmisión - CTT (aVNR+COyM)

El Costo Total de Transmisión determinado como la suma de la anualidad del VNR (aVNR) más el COyM da como resultado:

$$CTT = aVNR + COyM = 14'058,829 + 4'225,835 = US\$ 18'284,663$$

## 6 RESULTADOS

### 6.1 Costo Total de Transmisión

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

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

$RA_1(n)$  estimada : Valor estimado con la facturación de setiembre 2008

$$RA_2(n) \text{ estimada} = RA(n) - RA_1(n)$$

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

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

#### Metodología para el ajuste de la RA

(a)	RA SST (n) =	19,461,430.07
(b)	RA SPT (n) =	18,284,663.25 (CTT = aVNR+COyM)
(c)	RA SST (n) + RA SPT (n) =	37,746,093.32
(d)	c) > RA2 (n)	SI

Reajuste del RASST (n):

Usuarios regulados:	54% Anuario OSINERGMIN
Usuarios libres:	46% Anuario OSINERGMIN

Reducción en las Tarifas SST regulados: 44%

$$RA_{SST}(n) = 14,877,326 \text{ Reajustado}$$

$$RA_2(n) = RA_{SST}(n) + RA_{SPT}(n) = 33,161,989 \text{ Reajustado}$$

**DETALLE DE REMUNERACIÓN ANUAL MAYO 09 - ABRIL 10 (En US\$)**

RA	81,392,905
RA 1	48,230,916
RA 2	33,161,989
RA SST	14,877,326
ITA SST	0
PSST	14,877,326
RA SPT	18,284,663

Por lo tanto, el Costo Total de Transmisión del SPT para el periodo Mayo 2009-Abril 2010 es de US\$ 18'284,663.

**6.2 Fórmula de Actualización**

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

$$FAPCSPT = FTC = TC / TC_0$$

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

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

## **7 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.

El proceso de controversia entre REP y ELECTRO SUR MEDIO correspondiente a la facturación de Mayo a Diciembre de 2007 aún se encuentra en curso en el Tribunal de Solución de Controversias.

## **8 PLAN DE OBRAS**

Adicionalmente a las ampliaciones 1, 2, 3 y 4, hasta la fecha no se tienen suscritos otros acuerdos para la ejecución de nuevos proyectos de transmisión.

## **9 CONCLUSIONES**

Con los valores estimados de la RA Mayo 09-Abril 10 y de sus componentes, el Costo Total de Transmisión del SPT de REP para el periodo Mayo 2009-Abril 2010 es de US\$ 18'284,663.

**ANEXO A1:**

**DOCUMENTACIÓN DE REP**

**ANEXO A1-2**

## ÍNDICE

1. RESUMEN EJECUTIVO .....	3
1.1. INTRODUCCIÓN .....	4
1.2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN.....	5
1.3. INSTALACIONES DE REP.....	5
1.4. OBJETIVO .....	9
1.5. RESULTADOS VNR.....	9
1.6. RESULTADOS COyM.....	12
2. OBJETO .....	13
3. BASE LEGAL .....	14
4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE REP .....	15
4.1. ÁMBITO GEOGRÁFICO DE REP.....	15
4.2. SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE REP.....	17
4.2.1. SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN.....	17
4.2.2. SISTEMA SECUNDARIO DE TRANSMISIÓN.....	18
4.3. CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	19
4.4. CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES.....	20
5. METODOLOGÍA .....	21
5.1. CRITERIOS Y PREMISAS DEL CÁLCULO DEL VNR.....	21
5.2. CRITERIOS PARA EL COYM.....	23
5.2.1. ESTRUCTURA DEL COyM.....	25
5.2.2. COSTOS DIRECTOS DE MANTENIMIENTO (CDM) .....	26
5.2.3. COSTOS DIRECTOS DE OPERACIÓN (CDO).....	27
5.2.4. COSTOS DE GESTIÓN (CDG).....	27
5.2.5. COSTOS INDIRECTOS DE TRANSMISIÓN (CIT).....	29
6. CÁLCULO DEL VNR .....	32
6.1. METODOLOGÍA.....	32
6.2. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN .....	33
6.3. SUBESTACIONES.....	34
7. CÁLCULO DEL COyM.....	35
7.1. COSTOS DIRECTOS DE MANTENIMIENTO (CDM) .....	35
7.1.1. CDM DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	36
7.1.2. CDM DE SUBESTACIONES .....	39
7.1.3. CDM DE MANTENIMIENTO.....	42
7.1.4. CDM DEL CC Y TELECOMUNICACIONES .....	43
7.2. COSTOS DIRECTOS DE OPERACIÓN (CDO).....	45
7.2.1. CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS.....	45
7.2.2. CDO DE SUBESTACIONES.....	46
7.2.3. CDO DE CENTRO DE CONTROL.....	47

---

7.3. COSTOS DE GESTIÓN (CDG).....	50
7.3.1. COSTOS DE PERSONAL.....	50
7.3.2. COSTOS NO PERSONALES.....	56
7.4. COSTOS INDIRECTOS DE TRANSMISIÓN (CIT).....	58
7.4.1. COSTOS DE SEGURIDAD.....	58
7.4.2. COSTOS DE SEGUROS.....	59
7.4.3. COSTOS ADMINISTRATIVOS DE TRANSMISIÓN.....	59
7.5. RESULTADOS.....	61
8. ANEXOS.....	62
8.1. DIAGRAMAS UNIFILARES.....	62
8.2. VNR DE LAS SUBESTACIONES.....	83
8.3. FORMATOS DEL COyM.....	84
8.4. DOCUMENTOS UTILIZADOS PARA EL CÁLCULO DEL COyM.....	85

## 1. RESUMEN EJECUTIVO

### 1.1. INTRODUCCIÓN

Es función y obligación del OSINERGMIN establecer los mecanismos y procedimientos para asegurar que el cálculo de las tarifas para la recaudación de las remuneraciones correspondientes se realice de acuerdo a lo establecido en el Anexo 7 del Contrato de Concesión de REP<sup>1</sup>.

Es por ello que debido a que se está por iniciar el Proceso de Fijación Tarifaria de las Tarifas en Barra, para el periodo Mayo 2009 – Abril 2010, REP requiere presentar al OSINERGMIN como parte de Estudio Técnico – Económico, la Actualización del VNR (Valor Nuevo de Reemplazo) de sus instalaciones de transmisión, así como de su respectivos COyM (Costos de Operación y Mantenimiento) del Sistema Principal de Transmisión.

<sup>1</sup> Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión de Eléctrica de ETECEN y ETESUR, suscrito entre el Estado Peruano y la Empresa Red de Energía del Perú S.A.

## **1.2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN**

Las instalaciones del sistema de transmisión eléctrica de REP comprenden 72 circuitos de transmisión, las que hacen un total de 5,837.46 Km. conectando 45 subestaciones y recorriendo 19 departamentos.

La capacidad total de transformación de REP es de 1,753.3 MVA y los equipos de compensación de potencia reactiva son de 276.9 MVAR capacitivos y 210.0 MVAR inductivos a noviembre de 2008. En el año 2009 se incrementará en 2x20 MVAR capacitivos en la S.E. Chavarría y 2x20 MVAR capacitivos en la S.E. Santa Rosa.

En la Figura 01, se muestra el mapa del Sistema de Transmisión de REP a nivel nacional.

Los sistemas de transmisión que conforman la Concesión de REP se componen por líneas de transmisión en los niveles de 220, 138 y 60 kV, así como sus subestaciones y sus centros de control (Principal y de respaldo) y sus sistemas de telecomunicaciones asociados.

## **1.3. INSTALACIONES DE REP**

Las instalaciones de REP, se pueden apreciar en los Cuadros N° 1.3-1 y 1.3-2, que corresponden a líneas de transmisión y subestaciones (incluyendo los equipos de compensación) respectivamente.



Figura 01

**Cuadro N° 1.3-1: Líneas de Transmisión**

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN										
TENSIÓN: 220 KV										
CÓDIGOS CIRCUITOS	LÍNEA DE TRANSMISIÓN		TOTAL ESTRUCTURA	LÍNEA LONG. (KM)	CIRCUITO LONG. (KM)	CAPACIDAD (MVA)	CIRCUITOS		TIPO DE ESTRUCTURA	AÑO EN SERVICIO
	DE	A					DISEÑADO	INSTALADO		
L-2280	ZORRITOS	FRONTERA/EC	116	50.92	50.92	152	2	1	METAL	2004
L-2249	TALARA	ZORRITOS	339	137.00	137.00	152	1	1	MADERA	1999
L-2248	PIURA OESTE	TALARA	289	103.80	103.80	152	1	1	MADERA	1997
L-2238	PIURA OESTE	CHICLAYO OESTE	572	211.19	211.19	152	2	1	METAL/MADERA	1992
L-2236	CHICLAYO OESTE	GUADALUPE	194	83.74	83.74	152	2	1	METAL	1986
L-2234	GUADALUPE	TRUJILLO NORTE	241	103.35	103.35	152	2	1	METAL	1986
L-2232	TRUJILLO NORTE	CHIMBOTE1	496	133.75	133.75	152	1	1	MADERA	1979
L-2233	TRUJILLO NORTE	CHIMBOTE1	376	132.89	132.89	152	1	1	MADERA	1999
L-2216/2216	CHIMBOTE1	PARAMONGA NUEVA	586	220.25	441.54	180/180	2	2	METAL/MADERA	1980/2008
L-2214	PARAMONGA NUEVA	ZAPALLAL	403	162.55	162.55	180	2	2	METAL	2008
L-2213	PARAMONGA NUEVA	HUACHO	131	55.69	55.69	180	2	2	METAL	1980
L-2212	HUACHO	ZAPALLAL	274	106.89	106.89	180	2	2	METAL	1980
L-2242/2243	ZAPALLAL	VENTANILLA	50	18.02	36.04	304	2	2	METAL	1991/2000
L-2244/2245	VENTANILLA	CHAVARRIA	38	10.58	21.16	378	2	2	METAL	1993
L-2246	VENTANILLA	CHAVARRIA	44	11.07	11.07	189	1	1	METAL	1999
L-2003/2004	CHAVARRIA	SANTA ROSA	18	8.46	16.92	304	2	2	METAL	1984
L-2010/2011	SANTA ROSA	SAN JUAN	71	26.37	52.74	304	2	2	METAL	1973
L-2083	SAN JUAN	CHILCA	119	48.92	48.92	360	1	1	METAL	2007
L-2094/2095	SAN JUAN	CHILCA	139	48.23	96.46	700	2	2	METAL	2007
L-2090	CHILCA	CANTERA	212	83.37	83.37	152	1	1	METAL	1972
L-2091	CHILCA	DESIERTO	249	107.5	107.50	152	2	1	METAL	1985
L-2208	DESIERTO	INDEPENDENCIA	136	60.66	60.66	152	2	1	METAL	1985
L-2207	CANTERA	INDEPENDENCIA	195	83.21	83.21	152	1	1	METAL	1972
L-2209	INDEPENDENCIA	ICA	135	55.19	55.19	141	1	1	METAL	1973
L-2211	ICA	MARCONA	366	155.00	155.00	141	1	1	METAL	1976
L-2201/2202	CAMPO ARMIÑO	POMACOCCHA	398	192.22	384.44	304	2	2	METAL	1973
L-2205/2206	POMACOCCHA	SAN JUAN	221	112.19	224.38	304	2	2	METAL	1973
L-2204/2203	CAMPO ARMIÑO	HUANCANELICA	137	66.47	132.94	304	2	2	METAL	1973
L-2231/2203	HUANCANELICA	INDEPENDENCIA	400	180.78	361.56	304	2	2	METAL	1983
L-2218/2219	CAMPO ARMIÑO	PACHACHACA	401	194.82	389.64	304	2	2	METAL	1983
L-2222/2223	PACHACHACA	CALLAHUANCA	138	72.64	145.28	304	2	2	METAL	1983
L-2226	PACHACHACA	POMACOCCHA	34	13.46	13.46	152	1	1	METAL	1984
L-2220	CAMPO ARMIÑO	HUAYUCACHI	156	76.59	76.59	152	1	1	METAL	1991
L-2221	HUAYUCACHI	ZAPALLAL	570	244.11	244.11	152	1	1	METAL	1991
TOTAL GENERAL			8244	3371.88	4623.95					

**TENSIÓN: 138 KV**

CÓDIGOS CIRCUITOS	LÍNEA DE TRANSMISIÓN		TOTAL ESTRUCTURA	LÍNEA LONG. (KM)	N° CIR	CIRCUITO LONG. (KM)	CAPACIDAD (MVA)	CIRCUITOS		TIPO DE ESTRUCTURA	AÑO EN SERVICIO
	DE	A						DISEÑADO	INSTALADO		
L-1120	PARAGSHA II	HUANUCO	167	86.21	1	45	45	1	1	METAL	1988
L-1121	HUANUCO	TINGO MARÍA	155	88.16	1	45	45	1	1	METAL	1988
L-1122	TINGO MARÍA	AUCAYACU	131	44.20	1	44.20	45	1	1	METAL	1997
L-1124	AUCAYACU	TOCACHE	305	107.76	1	107.76	45	1	1	METAL	2000
L-1004	QUENCORO	DOLOROSPATA	0	8.30	1	72	72	1	1	METAL	1984
L-1005	QUENCORO	TINTAYA	368	186.58	1	186.58	90	1	1	METAL	1984
L-1006	TINTAYA	AZANGARO	309	127.9	1	90	90	1	1	METAL	1990
L-1007	CACHIMAYO	ABANCAY	220	94.70	1	94.7	90	1	1	METAL	1997
L-1008	TINTAYA	CALLALLI	216	90.40	1	90.4	110	1	1	METAL	1997
L-1011	AZANGARO	JULIACA	202	78.00	1	78	90	1	1	METAL	1997
L-1012	JULIACA	PUNO	101	37.00	1	37	80	1	1	METAL	2000
L-1020	SANTUARIO	CALLALLI	195	89.20	1	89.2	110	1	1	METAL	1997
L-1021/1022	SANTUARIO	SOCABAYA	81	27.50	2	65	135	2	2	METAL	1987
L-1023/1024	SOCABAYA	CERRO VERDE	31	10.80	2	21.6	95	2	2	METAL	1987
L-1025	TOQUEPALA	MOQUEGUA	97	38.70	1	38.7	135	1	1	METAL	1990
L-1026	TOQUEPALA	ARICOTA	81	35.00	1	35	70	1	1	METAL	1970
L-1029	CERRO VERDE	REPARTICION	86	48.5	1	90	90	1	1	METAL/MADE RA	1998
L-1030	REPARTICION	MOLLENDO	212	41.5	1	90	90		1	METAL/MADE RA	1998
L-1388	TOQUEPALA	MILL SITE	2	0.50	1	0.5	70	1	1	METAL	1970
L-1028	CERRO VERDE	OXIDOS	2	0.30	1	0.3	60	1	1	METAL	1987
TOTAL			2981	1241.21		1310.84					

**TENSIÓN: 60 KV**

CÓDIGOS CIRCUITOS	LÍNEA DE TRANSMISIÓN		TOTAL ESTRUCTURA	LÍNEA LONG. (KM)	N° CIR	CIRCUITO LONG. (KM)	CAPACIDAD (MVA)	CIRCUITOS		TIPO DE ESTRUCTURA	AÑO EN SERVICIO
	DE	A						DISEÑADO	INSTALADO		
L-6627	MARCONA	SAN NICOLÁS	56	15.2	1	15.2	42	1	1	MADERA	1978
L-6628	MARCONA	SAN NICOLÁS	57	15.2	2*	15.2	42	2	1*	MADERA	1978
L-6629	MARCONA	LA MINA				3.6					
TOTAL			113	30.4		34					

\* Doble circuito en 3.6 km

**Cuadro N° 1.3-2: Subestaciones y Equipos de Compensación**

**EQUIPOS DE TRANSFORMACION Y COMPENSACION DE REP**

SUBESTACION	TRANSFORMADORES				EQUIPO DE COMPENSACION	
	CODIGO	MARCA	RELACION KV	CAPACIDAD MVA	CODIGO	MVAR
AUCAYACU	T28-162	ABB	132/60/22.9	20/13/10		
AYAVIRI	T49-121	TTE	138/22.9/10	7/7/5		
AZANGARO	T50-162	TTE	138/60/22.9	12/12/5	R-14 (Siemens)	-20
CHICLAYO OESTE	T14-260	ASEA	220/60/0,38	50/50/0,25		
	T16-260	ASEA	220/60/0,38	50/50/0,25		
	T24-61(**)	ABB	60/8	30	SVC-2 (ABB)	+30/-30
CHIMBOTE 1	AT11-211	TOSHIBA	220/138/13,8	120/120/36	BC-1	20
COMBAPATA	T46-162	ALSTOM	138/66/24	15/7/8		
GUADALUPE	T13-261	WESTINGHO	220/60/10	30/30/10	R-5(ALSTOM)	-20
	T17-261	ABB	220/60/10	30/30/10		
HUACHO	T34-261	ABB	220/66/10	30/30/10		
HUANCAVELICA	T9-261	Electriche Di	225/62.3/10.3	30/30/10		
HUANUCO	T26-11	BBC	138/10.7	33,33	BC-4	2.2
	T55-21	TRAFO-T	22.9/10.5	4		
	T57-121	SIEMENS	138/24/10.5	20/05/20/5		
HUAYUCACHI	T8-261	BBC	225/62.3/10.3	30/30/10		
	T19-261	SIEMENS	225/62.3/10.3	50/50/30		
ICA	T5-261	ITALTRAFO	210/62.3/10.3	50/50/30		
	T59-261	ITALTRAFO	210/62.3/10.3	50/50/30		
INDEPENDENCIA	T3-261	ITALTRAFO	210/62.3/10.3	50/50/30	R-2 (Italtrafo)	-20
	T4-261	ITALTRAFO	210/62.3/10.3	50/50/30	CS-1	+20/-10
JULIACA	T51-161	TTE	138/60/10	40/40/10	BC-12/13	2.5/5
	T52-61	ABB	60/10	12	R-12	-5
	T54-61	BBC	60/10	5.5		
	T58-1321	SIEMENS	138/60/22.9/10	30/30/5/25		
MARCONA	T6-261	ABB	210/62.3/10.3	75/75/30	R-3 / R-4	-5
PARAMONGA NUEVA	AT10-216	TOSHIBA	220/132/66	65/50/15	R-8(General Electric)	-40
	T18-261	ABB	220/66/10	30/30/10		
PIURA OESTE	T15-261	ABB	220/60/10	50/50/30	R-7(General Electric)	-20
	T32-261	HYUNDAI	220/60/10	50/50/30		
PUNO	T53-162	SIEMENS	132/60/22.9	25/25/7		
QUENCORO	T47-131	ALSTOM	132/34.5/10.5	10/3/7		
SAN JUAN	T1-261	ITALTRAFO	210/62.3/10.3	50/50/30	BC-3	15
					BC-8/9/10/11(ABB)	30
SAN NICOLAS	T21/22/23-61	BBC	3(60/13,8)	3x37,5		
SOCABAYA	T40-13	ALSTOM	138/35,5	60		
	T41-13	ALSTOM	138/35,5	60		
TALARA	T20-21	ABB	220/13,2	75	R-10(Crompton)	-20
TINGO MARIA	T27-11	BBC	138/10.5	16,7	BC-6	2.2
TINTAYA	T43-11	ALSTOM	132/10,5	20		
	T44-11	TTE	138/10	25	SVC-4	+15/-15
TOCACHE	T35-121	SIEMENS	132/22.9/10	7/7/2		
TRUJILLO NORTE	AT12-211	WESTINGHO	220/138/10	100/100/20		
	T25-11 (**)	ABB	138/8	30	SVC-1(ABB)	+30/-20
	T29-121	BBC	138/24/10.5	23,3/8,3/21,7		
ZORRITOS	AT31-211	SIEMENS	220/138/10	100/100/20		
	T33-261	TRAFO-T	220/60/10	50/50/10		

(\*) Terceros (\*\*) Equipos de compensación TTE=Tubos TransElectric

## 1.4. OBJETIVO

Actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), de las instalaciones de transmisión (líneas y subestaciones) de Red de Energía del Perú S.A. (REP), 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.

## 1.5. RESULTADOS VNR

En el Cuadro N° 1.5-1, se muestra el resumen del VNR del Sistema de Transmisión de REP.

**Cuadro N° 1.5-1: Resultados VNR**

	Valor Nuevo de Reemplazo Sistema Total - REP		
	SPT	SST	Total
Líneas de Transmisión	80,556,725	414,271,718	494,828,443
Subestaciones	29,816,260	155,248,172	185,064,432
Control de Control	2,873,466	11,444,296	14,317,762
<b>Total VNR</b>	<b>113,246,451</b>	<b>580,964,186</b>	<b>694,210,638</b>

En los Cuadros N° 1.5-2 y 1.5-3, se muestran el VNR de las Líneas de Transmisión y de las Subestaciones, respectivamente.

### Cuadro N° 1.5-2: VNR de Líneas de Transmisión

VALORIZACIÓN DE INVERSIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN							
TITULAR : RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.				2009			
CÓDIGO	NOMBRE DE LÍNEA		TENSIÓN NOMINAL (kV)	SISTEMA	VNR SPT US\$	VNR SST US\$	VNR TOTAL US\$
	S.E Inicio	S.E Llegada					
L-2280	Zarumilla	Zorritos	220	SPT	3,504,422		3,504,422
L-2249	Zorritos	Talara	220	SST		9,428,629	9,428,629
L-2248	Talara	Piura Oeste	220	SPT	7,143,735		7,143,735
L-2238	Piura Oeste	Chiclayo Oeste	220	SST		14,534,541	14,534,541
L-2236	Chiclayo Oeste	Guadalupe	220	SPT	5,763,163		5,763,163
L-2234	Guadalupe	Trujillo Norte	220	SPT	7,112,765		7,112,765
L-2232	Trujillo Norte	Chimbote 1	220	SST		10,186,843	10,186,843
L-2233	Trujillo Norte	Chimbote 1	220	SST		10,785,532	10,785,532
L-2215	Chimbote 1	Paramonga Nueva	220	SPT	15,162,199		15,162,199
L-2216	Chimbote 1	Paramonga Nueva	220	SST		15,158,070	15,158,070
L-2213	Paramonga Nueva	Huacho	220	SPT	3,828,574		3,828,574
L-2214	Paramonga Nueva	Zapallal	220	SST		11,187,034	11,187,034
L-2212	Huacho	Zapallal	220	SPT	8,717,120		8,717,120
L-2242/2243	Zapallal	Ventanilla	220	SST		2,825,998	2,825,998
L-2244/2245	Ventanilla	Chavarría	220	SST		1,031,260	1,031,260
L-2246	Ventanilla	Chavarría	220	SST		1,697,337	1,697,337
L-2003/2004	Chavarría	Santa Rosa	220	SPT	833,043		833,043
L-2010/2011	Santa Rosa	San Juan	220	SST		1,497,804	1,497,804
L-2203/2204	Campo Armiño	Huancavelica	220	SST		10,860,110	10,860,110
L-2203/2231	Huancavelica	Independencia	220	SST		30,552,542	30,552,542
L-2201/2202	Campo Armiño	Pachachaca (*)	220	SST		36,479,158	36,479,158
L-2205/2206	Pachachaca (*)	San Juan	220	SST		20,741,785	20,741,785
L-2218/2219	Campo Armiño	Pachachaca	220	SST		36,479,158	36,479,158
L-2222/2223	Pachachaca	Callahuanca	220	SST		12,134,510	12,134,510
L-2220	Campo Armiño	Huayucachi	220	SST		13,841,525	13,841,525
L-2221	Huayucachi	Zapallal	220	SST		27,184,519	27,184,519
L-2094/2095	San Juan	Chilca	220	SST		12,995,153	12,995,153
L-2090	Chilca	Cantera	220	SST		19,829,096	19,829,096
L-2207	Cantera	Independencia	220	SST		17,957,790	17,957,790
L-2208	Chilca	Independencia	220	SST		12,791,658	12,791,658
L-2209	Independencia	Ica	220	SST		4,203,453	4,203,453
L-2211	Ica	Marcona	220	SST		11,805,313	11,805,313
L-1120	Paragsha II	Huanuco	138	SPT	6,581,683		6,581,683
L-1121	Huanuco	Tingo Maria	138	SPT	6,730,555		6,730,555
L-1122	Tingo Maria	Aucayacu	138	SST		3,374,439	3,374,439
L-1124	Aucayacu	Tocache	138	SST		8,064,694	8,064,694
L-1004	Quencoro	Dolorespata	138	SPT	624,161		624,161
L-1005	Quencoro	Tintaya	138	SST		14,115,459	14,115,459
L-1006	Tintaya	Azangaro	138	SPT	8,813,597		8,813,597
L-1007	Cachimayo	Abancay	138	SST		6,787,288	6,787,288
L-1008	Tintaya	Callalli	138	SST		6,794,343	6,794,343
L-1011	Azangaro	Juliaca	138	SST		5,517,317	5,517,317
L-1012	Juliaca	Puno	138	SST		2,862,929	2,862,929
L-1020	Santuario	Callalli	138	SST		5,877,142	5,877,142
L-1021/1022	Santuario	Socabaya	138	SST		3,505,392	3,505,392
L-1023/1024	Socabaya	Cerro Verde	138	SST		1,376,663	1,376,663
L-1025	Toquepala	Moquegua	138	SST		4,225,492	4,225,492
L-1026	Toquepala	Aricota	138	SST		3,792,109	3,792,109
L-1027	Toquepala	Mill Site	138	SST		33,829	33,829
L-1028	Cerro Verde	Oxidos	138	SST		20,297	20,297
L-1029	Cerro Verde	Reparticion	138	SPT	2,029,718		2,029,718
L-1030	Reparticion	Mollendo	138	SPT	3,880,466		3,880,466
L-6627	Marcona	San Nicolas	60	SST		692,409	692,409
L-6628	Marcona	San Nicolas	60	SST		692,409	692,409
L-6629	Marcona	Mina	60	SST		182,213	182,213
TOTAL					80,725,201	414,103,242	494,828,443

### Cuadro N° 1.5-3: VNR de Subestaciones

VALOR NUEVO DE REEMPLAZO DE SUBESTACIONES  
RED DE ENERGÍA DEL PERÚ (REP)

N°	SUBESTACIÓN	Moneda Extranjera	Moneda Nacional	Costo Cobre	Total VNR	Total VNR REP	VNR SPT REP
					(US\$)	(US\$)	(US\$)
1	Zorritos	1,189,802	2,654,722	126,304	3,970,828	3,970,828	545,695
2	Talara	1,353,654	3,106,345		4,459,999	4,046,776	1,228,104
3	Piura Oeste	1,681,607	4,477,431		6,159,038	5,814,286	857,841
4	Chiclayo Oeste	3,339,637	6,602,411		9,942,048	9,401,363	3,603,078
5	Guadalupe	2,002,225	4,587,163		6,589,388	6,303,055	5,705,633
6	Trujillo Norte	4,330,738	8,966,931		13,297,669	12,528,152	3,637,529
7	Chimbote 1	6,942,121	4,422,967		11,365,089	8,731,911	873,255
8	Paramonga Nueva	2,705,217	4,842,940		7,548,157	6,729,638	1,761,304
9	Huacho	807,527	2,179,613		2,987,140	2,987,140	655,767
10	Zapallal	1,407,782	1,528,266		2,936,048	2,936,048	587,210
11	Ventanilla	4,483,372	3,180,513		7,663,886	3,442,319	
12	Chavarría	9,656,331	9,731,122		19,387,452	3,829,500	922,797
13	Santa Rosa	5,992,910	11,336,945		17,329,854	4,311,166	878,568
14	San Juan	7,929,101	8,910,782		16,839,883	9,913,831	3,307,561
15	Chilca	2,175,360	3,000,275		5,175,636	5,175,636	
16	Independencia	3,462,091	6,192,129		9,654,220	9,208,528	
17	Ica	1,442,521	4,556,549		5,999,069	5,999,069	
18	Marcona	1,760,876	5,467,245		7,228,121	7,009,941	
19	San Nicolás	550,498	2,472,350	215,936	3,238,784	3,130,716	
20	Callahuanca	982,825	1,355,196		2,338,022	2,338,022	
21	Pachachaca (*)	3,748,591	2,927,071		6,675,662	6,008,096	667,566
22	Huayucachi	1,297,702	3,736,592		5,034,294	5,034,294	
23	Huancavelica	1,027,023	2,216,484		3,243,507	3,243,507	
24	Paragsha II	3,249,791	2,661,030		5,910,820	1,325,098	331,274
25	Huánuco	709,286	1,929,668		2,638,953	2,578,893	620,422
26	Tingo María	1,850,846	3,972,196		5,823,042	1,684,204	355,461
27	Aucayacu	399,745	1,478,193		1,877,939	1,877,939	
28	Tocache	254,131	1,336,526		1,590,657	1,590,657	
29	Abancay	478,781	1,769,074		2,247,855	211,299	
30	Ayaviri	284,339	1,403,257		1,687,596	1,687,596	
31	Azángaro	1,409,626	2,470,952		3,880,578	2,339,873	
32	Cachimayo	758,175	1,993,094		2,751,269	258,686	
33	Callalli	812,251	2,123,045		2,935,296	575,469	
34	Cerro Verde	750,445	944,078		1,694,524	1,694,524	423,631
35	Combapata	503,568	1,686,585		2,190,153	2,111,191	
36	Juliaca	1,576,337	4,558,422		6,134,759	6,134,759	
37	Mollendo	734,384	4,204,217		4,938,601	211,684	211,684
38	Moquegua	3,240,469	6,309,748		9,550,218	9,222,897	
39	Puno	995,536	3,491,136		4,486,672	2,285,474	
40	Quencoro	893,971	2,224,582		3,118,553	1,710,685	255,613
41	Repartición	949,825	2,479,346		3,429,170	540,521	540,521
42	Santuario	1,205,068	5,102,019		6,307,087	996,796	
43	Socabaya	7,589,608	8,792,887		16,382,494	7,127,934	
44	Tintaya	1,996,451	3,662,181		5,658,632	4,581,478	1,522,928
45	Toquepala	496,632	1,726,322		2,222,955	2,222,955	
<b>TOTAL (US\$)</b>		<b>101,408,774</b>	<b>174,770,602</b>	<b>342,240</b>	<b>276,521,615</b>	<b>185,064,432</b>	<b>29,493,441</b>

(\*) El SEA de SE Pachachaca incluye las celdas de la SE Pomacocha

## 1.6. RESULTADOS COYM

En el Cuadro N° 1.6-1, se muestra el resumen del COyM del Sistema de Transmisión de REP.

**Cuadro N° 1.6-1: Resultados del CoyM de REP (US\$)**

	TIPO DE SISTEMA		TOTAL
	PRINCIPAL	SECUNDARIO	
<b>OPERACIÓN</b>	<b>291,394</b>	<b>1,592,122</b>	<b>1,883,516</b>
Operación CC	66,746	301,412	368,157
Operación de Subestaciones	224,648	1,290,711	1,515,359
<b>MANTENIMIENTO</b>	<b>1,448,679</b>	<b>5,429,094</b>	<b>6,877,773</b>
Líneas de Transmisión	1,030,349	3,235,780	4,266,130
Subestaciones	334,571	1,815,074	2,149,645
Mantenimiento CC y TEL	83,759	378,240	461,998
<b>GESTIÓN</b>	<b>2,342,463</b>	<b>12,016,923</b>	<b>14,359,386</b>
Personal	983,764	5,046,680	6,030,445
No Personales	1,358,699	6,970,242	8,328,941
Costos No Personales sin Seguros	1,077,339	5,526,842	6,604,181
Seguros	281,360	1,443,400	1,724,760
<b>SEGURIDAD</b>	<b>143,298</b>	<b>767,067</b>	<b>910,365</b>
<b>COSTOS INICIALES</b>			
<b>Sub Total COyM</b>	<b>4,225,835</b>	<b>19,805,205</b>	<b>24,031,040</b>
VNR	113,246,451	580,964,186	694,210,638
COyM/VNR	<b>3.73%</b>	<b>3.41%</b>	<b>3.46%</b>

Tasa cambio :	3.09
---------------	------

## **2. OBJETO**

---

El presente Estudio tiene por objeto actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), de las instalaciones de transmisión de REP, así como de sus Costos de Operación y Mantenimiento (COyM), los cuales serán utilizados por el OSINERGMIN para fijar las compensaciones del Sistema Principal de Transmisión, como parte del Proceso de Fijación de Tarifas en Barra para el período Mayo 2009 – Abril 2010.

### **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.
- Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión de Eléctrica de ETECEN y ETESUR y sus modificatorias.
- 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. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE REP**

### **4.1. ÁMBITO GEOGRÁFICO DE REP**

El Sistema de Transmisión de REP está conformado por instalaciones eléctricas en los niveles de tensión 220, 138 y 60 kV, y comprende de 72 circuitos de líneas de transmisión, las que hacen un total de 5,837.46 km, conectando 45 subestaciones y recorriendo 19 departamentos, en Costa, Sierra y Selva del país.

Las características del sistema de transmisión costero de REP son bastante conocidos por sus problemas de salinidad y alta corrosión en líneas de 220 kV como son las LT San Juan – Independencia, la LT Zapallal – Huacho – Paramonga Nueva – Chimbote 1 y la LT Chiclayo Oeste – Piura Oeste, lo cual obliga a REP a realizar mantenimientos intensivos en estas instalaciones a fin de reducción de pérdidas y efectos salinos, como son el pintado de las estructuras metálicas con pinturas especiales, el cambio de perfiles corroídos, la limpieza de conductores utilizando equipos especialmente diseñados, lavados en caliente permanentes, siliconado de

aisladores e inspecciones termográficas permanentes, etc. Otro problema usual en la zona costera es el arenado de las dunas, lo cual obliga a una constante limpieza de dunas y desarenado de las fajas de servidumbre. Todas estas actividades encarecen los costos de mantenimiento.

En cuanto al sistema de transmisión de la sierra: En la sierra central del Perú, en los lugares cercanos al centro minero de La Oroya donde existe la fundición del complejo minero, habiéndose detectado alrededor de este complejo problemas de corrosión de los perfiles de las estructuras, del tipo de corrosión ácida, que afecta a aproximadamente 150 estructuras de las líneas de transmisión; Campo Armiño – Pachachaca, Pachachaca – Callahuanca, Huayucachi – Zapallal y Pachachaca – Pomacocha. También existe el problema de descargas atmosféricas lo que significa el mantenimiento constante de los sistemas de puesta a tierra de las torres.

En la zona de la selva, los principales problemas que repercuten en un mayor mantenimiento y obviamente en un mayor costo, se refieren principalmente a problemas ocasionados a la estabilidad de las torres por fenómenos naturales frecuentes tales como: deslizamientos de suelos (huaycos), avalanchas, erosiones de suelos por efectos pluviales y fluviales, inundaciones de sitio de torre por desborde de ríos, también se presentan descargas atmosféricas que dañan el aislamiento de las líneas de transmisión, otros problemas relacionados en esta zona son la tala de árboles y desyerbado de las fajas de servidumbre, caminos de acceso y patios de llave de las subestaciones, las cuales continuamente deben ser mantenidas a fin de evitar fallas en el sistema de transmisión.

Un problema mayor detectado en la selva, específicamente en la Subestación Tingo María, es la inestabilidad de los equipos de patio

debido a la presencia de fenómenos cársticos ocurrido en las rocas calizas, sobre las cuales se encuentra emplazada dicha subestación.

## 4.2. SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE REP

### 4.2.1. SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

El Sistema Principal de Transmisión (SPT) de REP comprende las instalaciones de transmisión que se aprecian en el Cuadro N° 4.2-1.

**Cuadro N° 4.2-1: SPT de REP**

CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN
L-2280	Zorritos	Zarumilla
L-2248	Talara	Piura Oeste
SE Talara	Reactor 20 MVAR	
SE Piura Oeste	Reactor 20 MVAR	
L-2236	Chiclayo Oeste	Guadalupe
SE Chiclayo Oeste	SVC +/- 30 MVA	
L-2234	Guadalupe	Trujillo Norte
SE Guadalupe	Transformador 220/60/10kV; 60MVA	
SE Guadalupe	Reactor 20 MVAR	
SE Trujillo Norte	SVC +30/-20 MVAR	
L-2215	Chimbote 1	Paramonga Nueva
SE Chimbote	Bancos 20 + 15 MVAR	
L-2213	Paramonga Nueva	Huacho
SE Paramonga Nueva	Reactor 40 MVAR	
L-2212	Huacho	Zapallal
L-2003/2004	Chavarria	Santa Rosa
SE San Juan	Bancos 30 + 15 MVAR	
L-1120	Paragsha II	Huánuco
SE Huánuco	Banco 2.2 MVAR	
L-1121	Huánuco	Tingo María
SE Tingo María	Banco 2.2 MVAR	
L-1029	Cerro Verde	Repartición
L-1030	Repartición	Mollendo
L-1006	Tintaya	Azángaro
SE Tintaya	SVC +/- 15 MVA	
L-1004	Dolorespata	Quencoro
L-2224	Celda en SE Pachachaca	
C.Control Principal	Lima	
C.Control Respaldo	Arequipa	

#### 4.2.2. SISTEMA SECUNDARIO DE TRANSMISIÓN

El Sistema Secundario de Transmisión (SST) de REP comprende las instalaciones de transmisión que se aprecian en el Cuadro N° 4.2-2.

**Cuadro N° 4.2-2: SST de REP**

LINEAS DE TRANSMISIÓN			SUBESTACIONES Y EQUIPOS DE COMPENSACIÓN	
CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	SUBESTACION DE CONEXIÓN	EQUIPO
L-2249	Zorritos	Talara	Aucayacu	Transformador 132/60/22.9kV; 20MVA
L-2238	Piura Oeste	Chiclayo Oeste	Ayaviri	Transformador 138/22.9/10kV; 7MVA
L-2232	Trujillo Norte	Chimbote 1	Azángaro	Transformador 138/60/22.9kV; 12MVA
L-2233	Trujillo Norte	Chimbote 1		Reactor -20 MVAR
L-2216	Chimbote 1	Paramonga Nueva	Chiclayo Oeste	Transformadores 220/60/0.38kV; 60MVA
L-2214	Paramonga Nueva	Zapallal		Transformador 60/8kV; 30MVA
L-2242/2243	Zapallal	Ventanilla	Chimbote 1	Transformador 220/138/13.8kV; 120MVA
L-2244/2245	Ventanilla	Chavarria	Combapata	Transformador 138/66/24kV; 15MVA
L-2246	Ventanilla	Chavarria	Guadalupe	Transformadores 220/60/10kV; 30MVA
L-2010/2011	Santa Rosa	San Juan	Huacho	Transformador 220/66/10kV; 30MVA
L-2203/2204	Campo Armiño	Huancavelica	Huancavelica	Transformador 220/66/10kV; 30MVA
L-2203/2231	Huancavelica	Independencia	Huanuco	Transformadores 138/24/10.5 20MVA
L-2201/2202	Campo Armiño	Pachachaca (*)		Transformador 22.9/10.5kV; 4MVA
L-2205/2206	Pachachaca (*)	San Juan	Huayucachi	Transformadores 225/62.3/10.3kV; 50MVA
L-2218/2219	Campo Armiño	Pachachaca	Ica	Transformadores 210/62.3/10.3kV; 50MVA
L-2222/2223	Pachachaca	Callahuanca	Independencia	Transformadores 210/62.3/10.3kV; 50MVA
L-2220	Campo Armiño	Huayucachi		Reactor -20 MVAR
L-2221	Huayucachi	Zapallal	Juliaca	Compensador Síncrono +20/-10MVAR
L-2094/2095	San Juan	Chilca		Transformadores 138/60/10kV; 40MVA
L-2090	Chilca	Cantera	Juliaca	Transformadores 60/10kV; 12MVA
L-2207	Cantera	Independencia		Bancos +2.5 +5MVAR
L-2208	Chilca	Independencia	Marcona	Reactor -5 MVAR
L-2209	Independencia	Ica		Transformador 210/62.3/10.3kV; 75MVA
L-2211	Ica	Marcona	Paramonga Nueva	Reactores -5MVAR
L-1122	Tingo María	Aucayacu		Transformador 220/132/66kV; 65MVA
L-1124	Aucayacu	Tocache	Piura Oeste	Transformador 220/66/10kV; 30MVA
L-1005	Quencoro	Tintaya		Transformadores 220/60/10kV; 50MVA
L-1007	Cachimayo	Abancay	Puno	Transformador 132/60/22.9kV; 25MVA
L-1008	Tintaya	Callalli	Quencoro	Transformador 132/34.5/10.5kV; 10MVA
L-1011	Azángaro	Juliaca	San Juan	Transformador 210/62.3/10.3kV; 50MVA
L-1012	Juliaca	Puno	San Nicolás	Transformadores 60/13.8kV; 37.5MVA
L-1020	Santuario	Callalli	Socabaya	Transformadores 138/35kV; 60MVA
L-1021/1022	Santuario	Socabaya	Talara	Transformador 220/13.2kV; 75MVA
L-1023/1024	Socabaya	Cerro Verde	Tingo María	Transformador 138/10.5kV; 16.7MVA
L-1025	Toquepala	Moquegua	Tintaya	Transformador 138/10kV; 25MVA
L-1026	Toquepala	Aricota		Transformador 132/10.5kV; 20MVA
L-1027	Toquepala	Mill Site	Tocache	Transformador 132/22.9/10kV; 7MVA
L-1028	Cerro Verde	Oxidos	Trujillo Norte	Transformadores 220/138/10kV; 100MVA
L-6627	Marcona	San Nicolas		Transformador 138/24/10.5kV; 23.8MVA
L-6628	Marcona	San Nicolas	Zorritos	Transformador 138/8kV; 30MVA
L-6629	Marcona	Mina		Transformador 220/60/10kV; 50MVA

### 4.3. CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

En los Cuadros N° 4.3-1 y N° 4.3-2 se resumen las características generales de las Líneas de Transmisión de REP.

**Cuadro N° 4.3-1: Características de las LLTT en 220kV**

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN										
TENSIÓN: 220 KV										
CÓDIGOS CIRCUI	LINEA DE TRANSMISIÓN		TOTAL ESTRUCTURA	LINEA LONG. (KM)	CIRCUITO LONG. (KM)	CAPACIDAD (MVA)	CIRCUITOS		TIPO DE ESTRUCTURA	AÑO EN SERVICIO
	DE	A:					DISEÑADO	INSTALADO		
L-2280	ZORRITOS	FRONTERAIEC	118	50.92	50.92	152	2	1	METAL	2004
L-2249	TALARA	ZORRITOS	339	137.00	137.00	152	1	1	MADERA	1989
L-2248	PIURA OESTE	TALARA	289	103.80	103.80	152	1	1	MADERA	1987
L-2238	PIURA OESTE	CHICLAYO OESTE	572	211.19	211.19	152	2	1	METAL/MADERA	1992
L-2236	CHICLAYO OESTE	GUADALUPE	194	83.74	83.74	152	2	1	METAL	1988
L-2234	GUADALUPE	TRUJILLO NORTE	241	103.35	103.35	152	2	1	METAL	1986
L-2232	TRUJILLO NORTE	CHIMBOTE1	406	133.75	133.75	152	1	1	MADERA	1979
L-2233	TRUJILLO NORTE	CHIMBOTE1	378	132.89	132.89	152	1	1	MADERA	1989
L-2215/2216	CHIMBOTE1	PARAMONGA NUEVA	586	220.25	441.54	180/180	2	2	METAL/MADERA	1980/2008
L-2214	PARAMONGA NUEVA	ZAPALLAL	403	162.55	162.55	180	2	2	METAL	2008
L-2213	PARAMONGA NUEVA	HUACHO	131	55.89	55.89	180	2	2	METAL	1980
L-2212	HUACHO	ZAPALLAL	274	108.89	108.89	180	2	2	METAL	1980
L-2242/2243	ZAPALLAL	VENTANILLA	50	18.02	36.04	304	2	2	METAL	1991/2000
L-2244/2245	VENTANILLA	CHAVARRIA	38	10.58	21.16	378	2	2	METAL	1983
L-2246	VENTANILLA	CHAVARRIA	44	11.07	11.07	189	1	1	METAL	1989
L-2003/2004	CHAVARRIA	SANTA ROSA	18	6.48	16.92	304	2	2	METAL	1984
L-2010/2011	SANTA ROSA	SAN JUAN	71	26.37	52.74	304	2	2	METAL	1973
L-2093	SAN JUAN	CHILCA	118	48.92	48.92	380	1	1	METAL	2007
L-2094/2095	SAN JUAN	CHILCA	138	48.23	96.46	700	2	2	METAL	2007
L-2090	CHILCA	CANTERA	212	83.37	83.37	152	1	1	METAL	1972
L-2091	CHILCA	DESIERTO	249	107.5	107.50	152	2	1	METAL	1985
L-2208	DESIERTO	INDEPENDENCIA	136	60.66	60.66	152	2	1	METAL	1985
L-2207	CANTERA	INDEPENDENCIA	195	83.21	83.21	152	1	1	METAL	1972
L-2209	INDEPENDENCIA	ICA	135	55.19	55.19	141	1	1	METAL	1973
L-2211	ICA	MARCONA	368	155.00	155.00	141	1	1	METAL	1976
L-2201/2202	CAMPO ARMIÑO	POMACOCCHA	398	182.22	384.44	304	2	2	METAL	1973
L-2205/2206	POMACOCCHA	SAN JUAN	221	112.19	224.38	304	2	2	METAL	1973
L-2204/2203	CAMPO ARMIÑO	HUANCAVELICA	137	66.47	132.94	304	2	2	METAL	1973
L-2231/2203	HUANCAVELICA	INDEPENDENCIA	400	180.78	361.56	304	2	2	METAL	1983
L-2218/2219	CAMPO ARMIÑO	PACHACHACA	401	194.82	389.64	304	2	2	METAL	1983
L-2222/2223	PACHACHACA	CALLAHUANCA	138	72.64	145.28	304	2	2	METAL	1983
L-2226	PACHACHACA	POMACOCCHA	34	13.46	13.46	152	1	1	METAL	1984
L-2220	CAMPO ARMIÑO	HUAYUCACHI	156	78.59	78.59	152	1	1	METAL	1991
L-2221	HUAYUCACHI	ZAPALLAL	570	244.11	244.11	152	1	1	METAL	1991
TOTAL GENERAL			8244	3371.88	4523.95					

**Cuadro N° 4.3-2: Características de las LLTT en 138kV y 60kV**

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN											
TENSIÓN: 138 KV											
CÓDIGOS CIRCUI	LINEA DE TRANSMISIÓN		TOTAL ESTRUCTURA	LINEA LONG. (KM)	N° CIR	CIRCUITO LONG. (KM)	CAPACIDAD (MVA)	CIRCUITOS		TIPO DE ESTRUCTURA	AÑO EN SERVICIO
	DE	A:						DISEÑADO	INSTALADO		
L-1120	PARAGSHAII	HUANUCO	187	86.21	1	45	45	1	1	METAL	1988
L-1121	HUANUCO	TINGO MARIA	155	88.16	1	45	45	1	1	METAL	1988
L-1122	TINGO MARIA	AUCAYACU	131	44.20	1	44.20	45	1	1	METAL	1987
L-1124	AUCAYACU	TOCACHE	306	107.76	1	107.76	45	1	1	METAL	2000
L-1004	QUENCORO	DOLORESPATA	0	9.50	1	72	72	1	1	METAL	1984
L-1005	QUENCORO	TINTAYA	309	186.59	1	186.59	90	1	1	METAL	1984
L-1006	TINTAYA	AZANGARO	309	127.9	1	90	90	1	1	METAL	1980
L-1007	CACHIMAYO	ABANCAY	220	94.70	1	84.7	90	1	1	METAL	1987
L-1008	TINTAYA	CALLALI	216	90.40	1	90.4	110	1	1	METAL	1987
L-1011	AZANGARO	JULIACA	202	78.00	1	37	80	1	1	METAL	1987
L-1012	JULIACA	PUNO	101	37.00	1	79	90	1	1	METAL	1987
L-1020	SANTUARIO	CALLALI	195	89.20	1	89.2	110	1	1	METAL	2000
L-1021/1022	SANTUARIO	SOCABAYA	81	27.50	2	55	135	2	2	METAL	1987
L-1023/1024	SOCABAYA	CERRO VERDE	31	10.90	2	21.6	95	2	2	METAL	1987
L-1025	TOQUEPALA	MOQUEGUA	87	38.70	1	38.7	135	1	1	METAL	1980
L-1026	TOQUEPALA	ARICOTA	81	35.00	1	35	70	1	1	METAL	1970
L-1029	CERRO VERDE	REPARTICION	86	48.5	1	90	90	1	1	METAL/MADE	1988
L-1030	REPARTICION	MOLLENDO	212	41.5	1	90	90	1	1	METAL/MADE	1988
L-1028	TOQUEPALA	MILL SITE	2	0.50	1	0.5	70	1	1	METAL	1970
L-1028	CERRO VERDE	OXIDOS	2	0.30	1	0.3	60	1	1	METAL	1987
TOTAL			2861	1241.21		1310.94					

TENSIÓN: 60 KV											
CÓDIGOS CIRCUI	LINEA DE TRANSMISIÓN		TOTAL ESTRUCTURA	LINEA LONG. (KM)	N° CIR	CIRCUITO LONG. (KM)	CAPACIDAD (MVA)	CIRCUITOS		TIPO DE ESTRUCTURA	AÑO EN SERVICIO
	DE	A:						DISEÑADO	INSTALADO		
L-6627	MARCONA	SAN NICOLAS	56	15.2	1	15.2	42	1	1	MADERA	1978
L-6628	MARCONA	SAN NICOLAS	57	15.2	2*	15.2	42	2	1*	MADERA	1978
L-6629	MARCONA	LA MINA				3.8					
TOTAL			113	30.4		34					

\* Doble circuito en 3.6 km

#### 4.4. CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES

Las características principales de los equipos de transformación y compensación reactiva instalados en las subestaciones, se presentan en el Cuadro N° 4.4-1.

**Cuadro N° 4.4-1: Características de Equipos de Transformación y Compensación en SSEE**

EQUIPOS DE TRANSFORMACION Y COMPENSACION DE REP						
SUBESTACION	TRANSFORMADORES				EQUIPO DE COMPENSACION	
	CODIGO	MARCA	RELACION kV	CAPACIDAD MVA	CODIGO	MVAR
AUCAYACU	T28-162	ABB	132/60/22.9	20/13/10		
AYAVIRI	T49-121	TTE	138/22.9/10	7/7/5		
AZANGARO	T50-162	TTE	138/60/22.9	12/12/5	R-14 (Siemens)	-20
CHICLAYO OESTE	T14-260	ASEA	220/60/0,38	50/50/0,25		
	T16-260	ASEA	220/60/0,38	50/50/0,25		
	T24-61(**)	ABB	60/8	30	SVC-2 (ABB)	+30/-30
CHIMBOTE 1	AT11-211	TOSHIBA	220/138/13,8	120/120/36	BC-1	20
COMBAPATA	T46-162	ALSTOM	138/66/24	15/7/8		
GUADALUPE	T13-261	WESTINGHO	220/60/10	30/30/10	R-5(ALSTOM)	-20
	T17-261	ABB	220/60/10	30/30/10		
HUACHO	T34-261	ABB	220/66/10	30/30/10		
HUANCAVELICA	T9-261	Electriche Di	225/62.3/10.3	30/30/10		
HUANUCO	T26-11	BBC	138/10.7	33,33	BC-4	2.2
	T55-21	TRAFOT	22.9/10.5	4		
	T57-121	SIEMENS	138/24/10.5	20/05/20/5		
HUAYUCACHI	T8-261	BBC	225/62.3/10.3	30/30/10		
	T19-261	SIEMENS	225/62.3/10.3	50/50/30		
ICA	T5-261	ITALTRAFO	210/62.3/10.3	50/50/30		
	T59-261	ITALTRAFO	210/62.3/10.3	50/50/30		
INDEPENDENCIA	T3-261	ITALTRAFO	210/62.3/10.3	50/50/30	R-2 (Italtrafo)	-20
	T4-261	ITALTRAFO	210/62.3/10.3	50/50/30	CS-1	+20/-10
JULIACA	T51-161	TTE	138/60/10	40/40/10	BC-12/13	2,5/5
	T52-61	ABB	60/10	12	R-12	-5
	T54-61	BBC	60/10	5.5		
	T58-1321	SIEMENS	138/60/22.9/10	30/30/5/25		
MARCONA	T6-261	ABB	210/62.3/10.3	75/75/30	R-3 / R-4	-5
PARAMONGA NUEVA	AT10-216	TOSHIBA	220/132/66	65/50/15	R-8(General Electric)	-40
	T18-261	ABB	220/66/10	30/30/10		
PIURA OESTE	T15-261	ABB	220/60/10	50/50/30	R-7(General Electric)	-20
	T32-261	HYUNDAI	220/60/10	50/50/30		
PUNO	T53-162	SIEMENS	132/60/22.9	25/25/7		
QUENCORO	T47-131	ALSTOM	132/34.5/10.5	10/3/7		
SAN JUAN	T1-261	ITALTRAFO	210/62.3/10.3	50/50/30	BC-3	15
SAN NICOLAS	T21/22/23-61	BBC	3(60/13.8)	3x37,5	BC-8/9/10/11(ABB)	30
	T40-13	ALSTOM	138/35.5	60		
SOCABAYA	T41-13	ALSTOM	138/35.5	60		
	T20-21	ABB	220/13,2	75	R-10(Crompton)	-20
TINGO MARIA	T27-11	BBC	138/10.5	16,7	BC-6	2.2
TINTAYA	T43-11	ALSTOM	132/10,5	20		
	T44-11	TTE	138/10	25	SVC-4	+15/-15
TOCACHE	T35-121	SIEMENS	132/22.9/10	7/7/2		
	AT12-211	WESTINGHO	220/138/10	100/100/20		
	T25-11 (**)	ABB	138/8	30	SVC-1(ABB)	+30/-20
	T29-121	BBC	138/24/10.5	23,3/8,3/21,7		
ZORRITOS	AT31-211	SIEMENS	220/138/10	100/100/20		
	T33-261	TRAFOT	220/60/10	50/50/10		

(\*) Terceros (\*\*) Equipos de compensación TTE=Tubos TransElectric

## 5. METODOLOGÍA

### 5.1. CRITERIOS Y PREMISAS DEL CÁLCULO DEL VNR

Los principios y los procedimientos mediante los cuales se regulan las tarifas para los sistemas de transmisión concesionados a REP, se encuentran establecidos en su Contrato de Concesión, la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.

Para el caso de las instalaciones concesionadas a REP, 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 el Contrato de Concesión de REP no incluye este tipo de clasificaciones 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.

Cabe señalar que en la regulación de tarifas de Mayo 2009, no se actualizarán los VNR de las instalaciones que fueron reguladas en el año 2006, mediante Resolución OSINERGMIN N° 155-2006-OS/CD, ya que su actualización corresponde hacerla en la siguiente Fijación de Tarifas de Mayo 2010. En el Cuadro N° 5.1-1 se pueden apreciar, las instalaciones cuyos VNR fueron fijados en Mayo de 2006.

**Cuadro N° 5.1-1: Instalaciones cuyos VNR fueron regulados en el año 2006**

CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	TITULAR	VNR (US\$)
L-2280	Zorritos	Zarumilla	REP	5 136 435
L-1120	Paragsha II	Huánuco	REP	6 101 927
L-2224	Celda en SE Pachachaca		REP	797 059
C.Control Principal	Lima		REP	1 969 425
C.Control Respaldo	Arequipa		REP	904 041
<b>Total</b>				<b>14 908 887</b>

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, que se detallan en el capítulo 3 (Base Legal).

Cabe señalar que REP esta realizando ampliaciones y reforzamientos de sus sistemas de transmisión, siendo la calificación que se ha adoptado para estas instalaciones, como parte del Sistema Secundario de Transmisión (SST). Es por ello, que para el caso del segundo circuito de la LT 220 kV Zapallal – Paramonga – Chimbote, se ha considerado como instalaciones del SST, a pesar que el primer circuito de esta misma línea de transmisión es del SPT. Este mismo

criterio fue adoptado por el regulador en la fijación de tarifas de Mayo 2008.

## 5.2. CRITERIOS PARA EL 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 líneas, subestaciones, 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 subestaciones y centros de control (Principal y Respaldo) dependiendo del grado de automatización y de las necesidades de atención, 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 las subestaciones y del centro de control, se consideran subestaciones automatizadas en el grado suficiente como para considerarlas "semi atendidas". Se considera necesaria la presencia de dos (02) Asistentes de Subestación quienes realizan turnos parciales durante el día realizando maniobras vinculadas a actividades de operación de respaldo, 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 en REP.
- e) Los costos de recursos (mano de obra, materiales, equipo y herramientas), corresponden a los valores promedio de mercado

y que han sido utilizados por OSINERGMIN con motivo de la fijación tarifaria de Mayo 2008.

- f) Las actividades de mantenimiento son ejecutadas indistintamente por personal propio o terceros. La supervisión es realizada con personal de la empresa.
- g) La valorización de las actividades de mantenimiento, toman como referencia los períodos y términos de interrupción coordinados con el COES-SINAC, 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 valorización de los módulos estándar de operación y mantenimiento, se ha aplicado la base de datos publicada por el OSINERGMIN.
- k) Las instalaciones que se consideran son las determinadas en el Sistema Económicamente Adaptado (SEA) definidos en la inversión o VNR establecido por el OSINERGMIN.
- l) Para realizar la separación del COyM entre el SPT y SST se utilizó la proporción del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) relacionado directamente en cada instalación calificada en uno u otro sistema.

### 5.2.1. ESTRUCTURA DEL COYM

El COyM comprende todos los costos en que incurre la empresa 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:

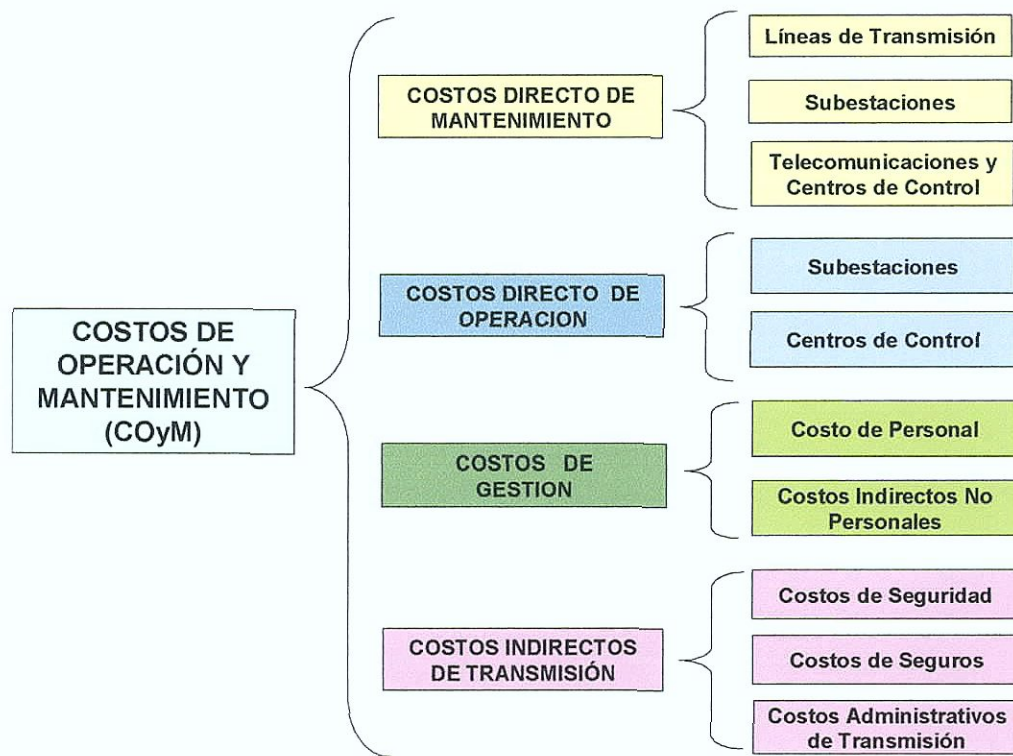
CDM = Costos Directos de Mantenimiento (Mantenimiento de Líneas y Subestaciones, mantenimiento del Sistema de Telecomunicaciones y Centro de Control).

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)

El esquema de costos está conformado según la Figura 02.



**Figura 02**

### 5.2.2. 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 empresa y la mano de obra directa es ejecutada por contratos con terceros.

### **5.2.3. 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 Subestaciones y los Centros de Control, que implican 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.

### **5.2.4. 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,

administrativos bajo las premisas del OSINERGMIN, a partir del cual se determina que el tipo de empresa modelo que se ajusta a REP, corresponde a una "Empresa de Transmisión de Alta Complejidad" (por ser su actividad principal la transmisión de energía eléctrica y por contar con un sistema de transmisión de gran amplitud geográfica y un número de subestaciones mayor 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 al OSINERGMIN, DGE/MEM, COES-SINAC establecidos por el Decreto Ley N° 25844 y que tengan incidencia directa o por asignación en la empresa modelo de transmisión.

## **5.2.5. 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.

---

## 6. CÁLCULO DEL VNR

---

### 6.1. 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 REP debe guardar coherencia en todos sus sistemas de transmisión y debido a que estos módulos establecen la última información validada por el OSINERGMIN.

Para el cálculo del VNR de las subestaciones de REP, se han considerado las instalaciones que REP esta ampliando y reforzando dentro de período de regulación.

## 6.2. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

En el Cuadro N° 6.2-1 se observan los resultados que implican estas instalaciones.

**Cuadro N° 6.2-1: Resultados para las Líneas de Transmisión**

VALORIZACIÓN DE INVERSIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN							
TITULAR :		RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.		2009			
CÓDIGO	NOMBRE DE LÍNEA		TENSIÓN NOMINAL (KV)	SISTEMA	VNR SPT	VNR SST	VNR TOTAL
	S.E Inicio	S.E Llegada			US\$	US\$	US\$
L-2280	Zarumilla	Zorritos	220	SPT	3,504,422		3,504,422
L-2249	Zorritos	Talara	220	SST		9,428,629	9,428,629
L-2248	Talara	Piura Oeste	220	SPT	7,143,735		7,143,735
L-2238	Piura Oeste	Chiclayo Oeste	220	SST		14,534,541	14,534,541
L-2236	Chiclayo Oeste	Guadalupe	220	SPT	5,763,163		5,763,163
L-2234	Guadalupe	Trujillo Norte	220	SPT	7,112,765		7,112,765
L-2232	Trujillo Norte	Chimbote 1	220	SST		10,186,843	10,186,843
L-2233	Trujillo Norte	Chimbote 1	220	SST		10,785,532	10,785,532
L-2215	Chimbote 1	Paramonga Nueva	220	SPT	15,162,199		15,162,199
L-2216	Chimbote 1	Paramonga Nueva	220	SST		15,158,070	15,158,070
L-2213	Paramonga Nueva	Huacho	220	SPT	3,828,574		3,828,574
L-2214	Paramonga Nueva	Zapallal	220	SST		11,187,034	11,187,034
L-2212	Huacho	Zapallal	220	SPT	8,717,120		8,717,120
L-2242/2243	Zapallal	Ventanilla	220	SST		2,825,998	2,825,998
L-2244/2245	Ventanilla	Chavarría	220	SST		1,031,260	1,031,260
L-2246	Ventanilla	Chavarría	220	SST		1,697,337	1,697,337
L-2003/2004	Chavarría	Santa Rosa	220	SPT	833,043		833,043
L-2010/2011	Santa Rosa	San Juan	220	SST		1,497,804	1,497,804
L-2203/2204	Campo Armífo	Huancavelica	220	SST		10,860,110	10,860,110
L-2203/2231	Huancavelica	Independencia	220	SST		30,552,542	30,552,542
L-2201/2202	Campo Armífo	Pachachaca (*)	220	SST		36,479,158	36,479,158
L-2205/2206	Pachachaca (*)	San Juan	220	SST		20,741,785	20,741,785
L-2218/2219	Campo Armífo	Pachachaca	220	SST		36,479,158	36,479,158
L-2222/2223	Pachachaca	Callahuanca	220	SST		12,134,510	12,134,510
L-2220	Campo Armífo	Huayucachi	220	SST		13,841,525	13,841,525
L-2221	Huayucachi	Zapallal	220	SST		27,184,519	27,184,519
L-2094/2095	San Juan	Chilca	220	SST		12,995,153	12,995,153
L-2090	Chilca	Cantera	220	SST		19,829,096	19,829,096
L-2207	Cantera	Independencia	220	SST		17,957,790	17,957,790
L-2208	Chilca	Independencia	220	SST		12,791,658	12,791,658
L-2209	Independencia	Ica	220	SST		4,203,453	4,203,453
L-2211	Ica	Marcona	220	SST		11,805,313	11,805,313
L-1120	Paragsha II	Huanuco	138	SPT	6,581,683		6,581,683
L-1121	Huanuco	Tingo María	138	SPT	6,730,555		6,730,555
L-1122	Tingo María	Aucayacu	138	SST		3,374,439	3,374,439
L-1124	Aucayacu	Tocache	138	SST		8,064,694	8,064,694
L-1004	Quencoro	Dolorespata	138	SPT	624,161		624,161
L-1005	Quencoro	Tintaya	138	SST		14,115,459	14,115,459
L-1006	Tintaya	Azangaro	138	SPT	8,813,597		8,813,597
L-1007	Cachimayo	Abancay	138	SST		6,787,288	6,787,288
L-1008	Tintaya	Callalli	138	SST		6,794,343	6,794,343
L-1011	Azangaro	Juliaca	138	SST		5,517,317	5,517,317
L-1012	Juliaca	Puno	138	SST		2,862,929	2,862,929
L-1020	Santuario	Callalli	138	SST		5,877,142	5,877,142
L-1021/1022	Santuario	Socabaya	138	SST		3,505,392	3,505,392
L-1023/1024	Socabaya	Cerro Verde	138	SST		1,376,663	1,376,663
L-1025	Toquepala	Moquegua	138	SST		4,225,492	4,225,492
L-1026	Toquepala	Aricota	138	SST		3,792,109	3,792,109
L-1027	Toquepala	Mill Site	138	SST		33,829	33,829
L-1028	Cerro Verde	Oxidos	138	SST		20,297	20,297
L-1029	Cerro Verde	Reparticion	138	SPT	2,029,718		2,029,718
L-1030	Reparticion	Mollendo	138	SPT	3,880,466		3,880,466
L-6627	Marcona	San Nicolas	60	SST		692,409	692,409
L-6628	Marcona	San Nicolas	60	SST		692,409	692,409
L-6629	Marcona	Mina	60	SST		182,213	182,213
<b>TOTAL</b>					<b>80,725,201</b>	<b>414,103,242</b>	<b>494,828,443</b>

### 6.3. SUBESTACIONES

En el Cuadro N° 6.3-1 se observan los resultados que implican estas instalaciones.

**Cuadro N° 6.3-1: Resultados para las Subestaciones**

VALOR NUEVO DE REEMPLAZO DE SUBESTACIONES  
RED DE ENERGÍA DEL PERÚ (REP)

N°	SUBESTACIÓN	Moneda Extranjera	Moneda Nacional	Costo Cobre	Total VNR	Total VNR REP	VNR SPT REP
					(US\$)	(US\$)	(US\$)
1	Zorritos	1,189,802	2,654,722	126,304	3,970,828	3,970,828	545,695
2	Talara	1,353,654	3,106,345		4,459,999	4,046,776	1,228,104
3	Piura Oeste	1,681,607	4,477,431		6,159,038	5,814,286	857,841
4	Chiclayo Oeste	3,339,637	6,602,411		9,942,048	9,401,363	3,603,078
5	Guadalupe	2,002,225	4,587,163		6,589,388	6,303,055	5,705,633
6	Trujillo Norte	4,330,738	8,966,931		13,297,669	12,528,152	3,637,529
7	Chimbote 1	6,942,121	4,422,967		11,365,089	8,731,911	873,255
8	Paramonga Nueva	2,705,217	4,842,940		7,548,157	6,729,638	1,761,304
9	Huacho	807,527	2,179,613		2,987,140	2,987,140	655,767
10	Zapallal	1,407,782	1,528,266		2,936,048	2,936,048	587,210
11	Ventanilla	4,483,372	3,180,513		7,663,886	3,442,319	
12	Chavarría	9,656,331	9,731,122		19,387,452	3,829,500	922,797
13	Santa Rosa	5,992,910	11,336,945		17,329,854	4,311,166	878,568
14	San Juan	7,929,101	8,910,782		16,839,883	9,913,831	3,307,561
15	Chilca	2,175,360	3,000,275		5,175,636	5,175,636	
16	Independencia	3,462,091	6,192,129		9,654,220	9,208,528	
17	Ica	1,442,521	4,556,549		5,999,069	5,999,069	
18	Marcona	1,760,876	5,467,245		7,228,121	7,009,941	
19	San Nicolás	550,498	2,472,350	215,936	3,238,784	3,130,716	
20	Callahuanca	982,825	1,355,196		2,338,022	2,338,022	
21	Pachachaca (*)	3,748,591	2,927,071		6,675,662	6,008,096	667,566
22	Huayucachi	1,297,702	3,736,592		5,034,294	5,034,294	
23	Huancavelica	1,027,023	2,216,484		3,243,507	3,243,507	
24	Paragsha II	3,249,791	2,661,030		5,910,820	1,325,098	331,274
25	Huánuco	709,286	1,929,668		2,638,953	2,578,893	620,422
26	Tingo María	1,850,846	3,972,196		5,823,042	1,684,204	355,461
27	Aucayacu	399,745	1,478,193		1,877,939	1,877,939	
28	Tocache	254,131	1,336,526		1,590,657	1,590,657	
29	Abancay	478,781	1,769,074		2,247,855	211,299	
30	Ayaviri	284,339	1,403,257		1,687,596	1,687,596	
31	Azángaro	1,409,626	2,470,952		3,880,578	2,339,873	
32	Cachimayo	758,175	1,993,094		2,751,269	258,686	
33	Callalli	812,251	2,123,045		2,935,296	575,469	
34	Cerro Verde	750,445	944,078		1,694,524	1,694,524	423,631
35	Combapata	503,568	1,686,585		2,190,153	2,111,191	
36	Juliaca	1,576,337	4,558,422		6,134,759	6,134,759	
37	Mollendo	734,384	4,204,217		4,938,601	211,684	211,684
38	Moquegua	3,240,469	6,309,748		9,550,218	9,222,897	
39	Puno	995,536	3,491,136		4,486,672	2,285,474	
40	Quencoro	893,971	2,224,582		3,118,553	1,710,685	255,613
41	Repartición	949,825	2,479,346		3,429,170	540,521	540,521
42	Santuario	1,205,068	5,102,019		6,307,087	996,796	
43	Socabaya	7,589,608	8,792,887		16,382,494	7,127,934	
44	Tintaya	1,996,451	3,662,181		5,658,632	4,581,478	1,522,928
45	Toquepala	496,632	1,726,322		2,222,955	2,222,955	
<b>TOTAL (US\$)</b>		<b>101,408,774</b>	<b>174,770,602</b>	<b>342,240</b>	<b>276,521,615</b>	<b>185,064,432</b>	<b>29,493,441</b>

(\*) El SEA de SE Pachachaca incluye las celdas de la SE Pomacocha

## 7. CÁLCULO DEL COyM

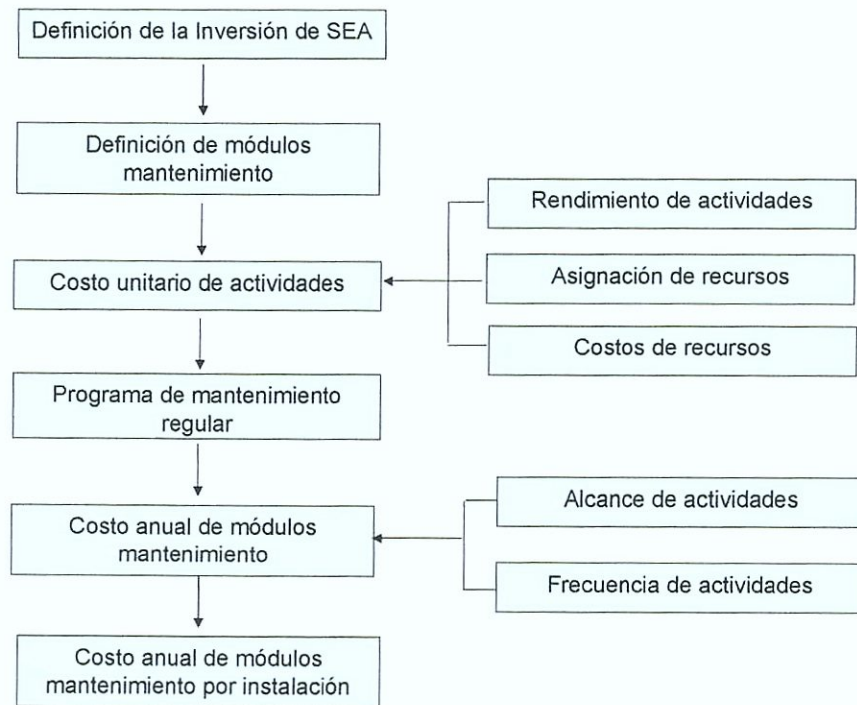
---

### 7.1. 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 03, se observa un flujo de actividades de la manera de asignar el costo de mantenimiento.



**Figura 03**

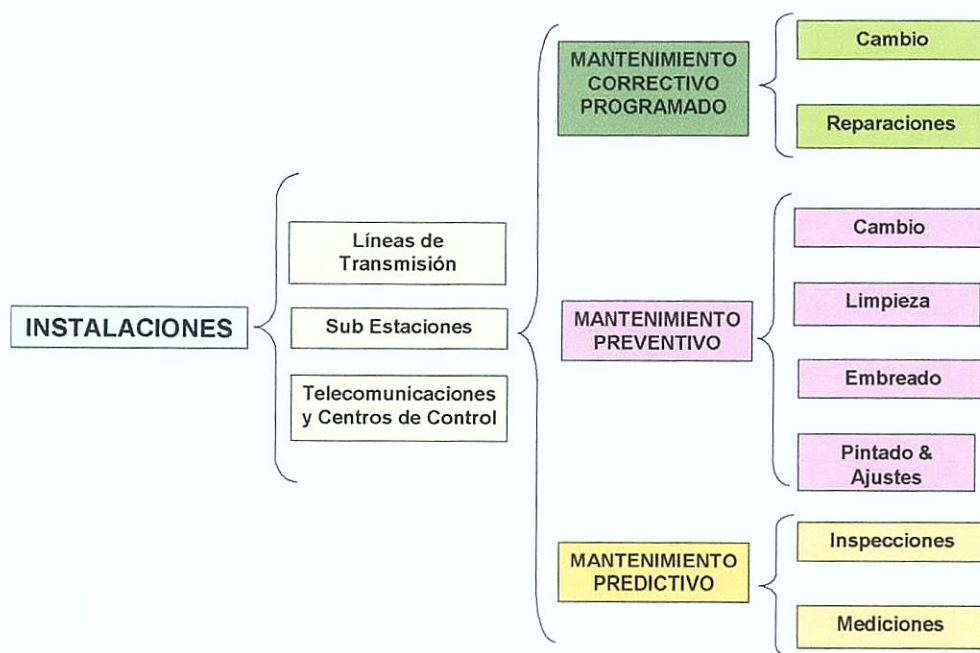
### **7.1.1. CDM DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

#### **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.

#### **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 04.



**Figura 04**

- 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 muestra en el Cuadro N° 7.1-1.

**Cuadro N° 7.1-1: Procesos y Actividades de Mantenimiento de LLTT**

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

### **7.1.2. CDM 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. Igualmente no se aplica el método MCC de REP.

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 subestaciones de Transformación 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 el Cuadro N° 7.1-2.

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 metrando 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° 7.1-2: Procesos y Actividades de Mantenimiento de SSEE**

Procesos	Tipo de Mantenimiento	Actividades
Mantenimiento Celda Línea 220 kV y Transformadores 138 y 220 kV	Mantenimiento Preventivo	Ajuste Grapas y Conectores
		Limpieza Manual de Aislamiento
		Mantenimiento Equipos de Medición
	Mantenimiento Predictivo	Mantenimiento de Equipos de Protección
		Mantenimiento Sistema de Control y Señalización
		Medición de Puntos Calientes
	Mantenimiento Correctivo Programado	Pruebas de Interruptores
		Prueba de Seccionadores
		Mantenimiento Integral de Interruptores
Mantenimiento Celda Línea 220 kV y Transformadores 138 y 220 kV	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Integral de Seccionadores
	Mantenimiento Predictivo	Mantenimiento Tablero de Control, Medición y Protección
	Mantenimiento Correctivo Programado	Mantenimiento Electromecánico Celda de Línea
Mantenimiento Celda Compensación 220 kV	Mantenimiento Preventivo	Prueba de Transformador de Medida
		Ajuste Grapas y Conectores
		Limpieza Manual de Aislamiento
		Mantenimiento Equipos de Medición
		Mantenimiento de Equipos de Protección
		Mantenimiento Sistema de Control y Señalización
	Mantenimiento Predictivo	Mantenimiento Electromecánico Celda de Compensación
		Mantenimiento Tablero de Control, Medición y Protección
		Pintado de Reactor
	Mantenimiento Correctivo Programado	Medición de 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 de Transformador de Potencia	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Integral de Interruptores
		Mantenimiento Integral de Seccionadores
		Mantenimiento Integral del Reactor
	Mantenimiento Predictivo	Regeneración de Aceite Aislante
		Mantenimiento Electromecánico del Transformador
		Mantenimiento Equipos de Medición
	Mantenimiento Correctivo Programado	Mantenimiento de Equipos de Protección
		Mantenimiento Sistema de Control y Señalización
		Pintado del Transformador
		Análisis Físico Químico y Cromatográfico de Aceites
		Pruebas Eléctricas del Transformador
		Regeneración de Aceite Aislante
Mantenimiento de Servicios Auxiliares	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Integral del Transformador
	Mantenimiento Correctivo Programado	Mantenimiento Mayor Conmutador Bajo Carga
	Mantenimiento Banco de Baterías	
Mantenimiento de Edificios	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Cargador de Baterías
		Mantenimiento Tablero de Servicios Auxiliares
		Mantenimiento Integral Transformador SS AA
	Mantenimiento Correctivo Programado	Mantenimiento Cerco Perimetral
		Mantenimiento Ductos y Canaletas
		Mantenimiento Edificios de Control
		Mantenimiento Sistema Suministro de Agua
		Mantenimiento Sistema de Iluminación
		Pintado de Estructuras y Pórticos
Mantenimiento de Seguridad	Mantenimiento Preventivo	Fumigación de Canaletas y Cajas de Interconexión
	Mantenimiento Correctivo Programado	Fumigación de Ambientes
	Mantenimiento Predictivo	Seguridad e Higiene Industrial
Mantenimiento Sistema de Puesta a Tierra	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento de Sistema de Puesta a Tierra
	Mantenimiento Predictivo	Medición 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.

### **7.1.3. CDM 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;
- La ejecución del 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;
- Las labores de chofer de los vehículos se consideran a cargo del personal auxiliar de la supervisión de mantenimiento.

#### **RESULTADOS**

Para la supervisión del mantenimiento de una línea de transmisión se considera un Supervisor y un Técnico 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 la ubicación estratégica de los Departamentos de Transmisión, teniendo cada uno de ellos como sede las ciudades de Chiclayo, Huanuco, Lima y Arequipa.

Las labores de supervisión del mantenimiento de las subestaciones se consideran tres Supervisores, en cada Subestación. Estos valores están incluidos dentro de los valores de cada subestación.

#### **7.1.4. CDM DEL CC 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 y Sistema Garantizado de Transmisión: sistema de microondas y onda portadora entre las subestaciones.
- Sistema de Transmisión Secundario y Sistema de Complementario 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 de REP, el cual incluirá el mantenimiento al mímico y el 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° 7.1-3.

**Cuadro N° 7.1-3: Procesos y Actividades de 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 de Sistema de Onda Portadora
		Mantenimiento Tableros de Teleprotección y Onda Portadora
		Mantenimiento de Equipo de Teleprotección
		Mantenimiento de Estaciones Repetidoras de Radio
		Mantenimiento del Sistema de Telefonía
Mantenimiento del Centro de Control	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento del Sistema de Radio HF
		Mantenimiento al Mimico del Centro de Control
		Mantenimiento al Software del Centro de Control

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.

### **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.

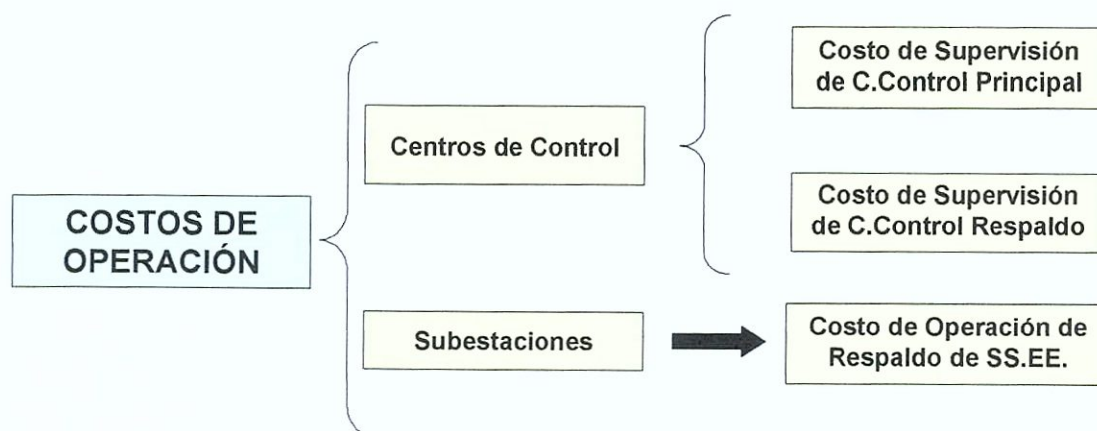
## **7.2. COSTOS DIRECTOS DE OPERACIÓN (CDO)**

Corresponden a los costos del Proceso de Operación del sistema de transmisión en los Centros de Control y las Subestaciones. 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 05, se muestra la composición de los costos de operación.

### **7.2.1. CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS**

Corresponden a los costos del Proceso de Operación del sistema de transmisión concesionado a REP, conforme el Procedimiento de OSINERGMIN. 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 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.



**Figura 05**

### 7.2.2. CDO DE SUBESTACIONES

Las labores de operación de las subestaciones están a cargo de dos Asistentes de Subestación, quienes realizan turnos para la ejecución de las labores de operación de respaldo, 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 cuando se tienen alguna contingencia con los mandos a distancia desde el Centro de Control.

Los procesos de operación considerados en las subestaciones de la empresa modelo, son las que se detallan en el Cuadro N° 7.2-1.

**Cuadro N° 7.2-1: Procesos y Actividades de Operación SSEE**

Ítem	Relación de Procesos	Relación de Actividades
1	Operación de Respaldo	Inspección de sistemas de protección, control y medida Toma de datos de eventos Rearme de relés de disparo y bloqueo Reporte de eventos de equipos y telecomunicaciones.
2	Cambio de Turno del Personal	Cambio de turnos
3	Gestión Operativa de Subestación	Reinicialización de base de datos del sistema de monitoreo SCC Entrega de equipos para mantenimiento bajo permiso de trabajo Verificación y control de las condiciones de seguridad durante intervenciones Verificar la ejecución del mantenimiento operativo y reporte de planillas.
4	Maniobra de equipos	Maniobras Programadas Maniobras de emergencias Operación del Grupo Electrógeno

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

### **7.2.3. CDO DE CENTRO DE CONTROL**

Estos costos corresponden a las labores de operación del sistema eléctrico, de REP, incluyendo la operación de los equipos de maniobra en estado normal y emergencia de las subestaciones del Sistema Principal y Secundario de Transmisión Asimismo, incluye las labores de programación y evaluación de la operación.

Las actividades de control del sistema están a cargo del personal de operación de los Centros de Control (Principal y Respaldo) quienes

supervisan y controlan las subestaciones, realizando las coordinaciones de operación con el Coordinador Nacional y otras empresas del sector.

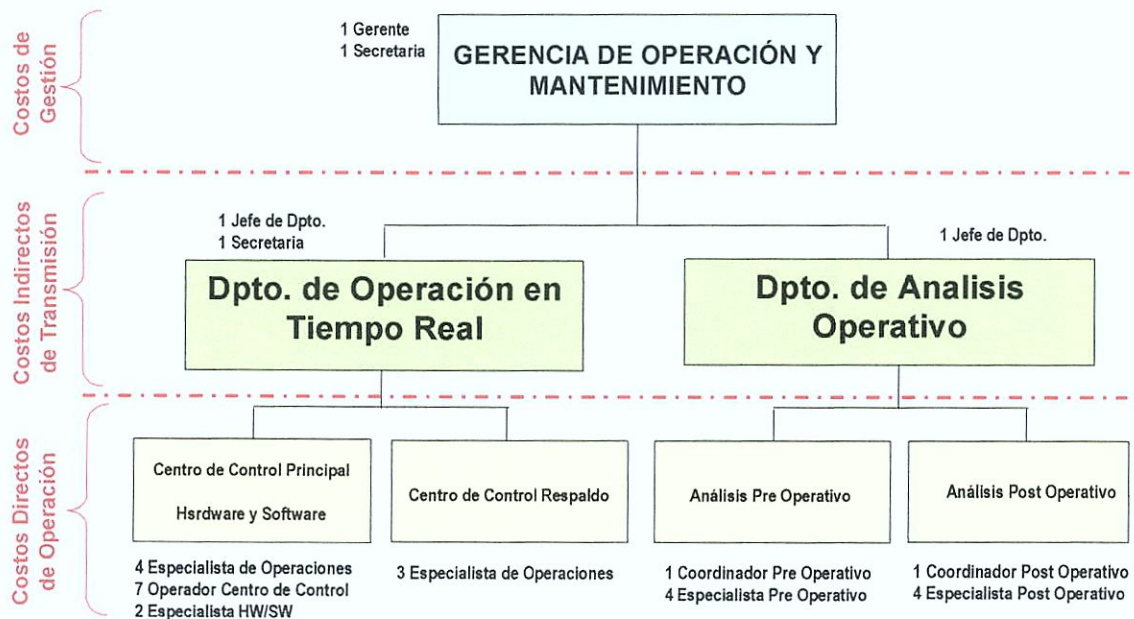
El personal de operación en tiempo real y del mantenimiento del sistema SCADA está a cargo del Jefe de Operación en Tiempo Real. El personal de programación y evaluación de la operación está a cargo del Jefe de Análisis Operativo. Ambos planifican y coordinan las operaciones, con la Gerencia de Operación del Sistema, la Gerencia de Transmisión y los Departamentos de Transmisión.

El Centro de Control Principal tiene 3 turnos de 8 horas cada uno a fin de cubrir el servicio continuo. En cada turno cuenta con la participación de un Especialista en Operación (Ingeniero supervisor de sistemas eléctricos), quien evalúa las condiciones de operación de la red y coordina con los demás centros de control. Además durante cada turno participan dos Técnicos de Operación, que se encargan de la operación del sistema.

También cuenta con dos especialistas de hardware y software, para atender las contingencias del sistema SCADA.

El Centro de Control de Respaldo tiene 3 turnos de 8 horas cada uno a fin de cubrir el servicio continuo. Sin embargo por cada turno, sólo participan un Especialista de 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 (Jefaturas de Dpto. de Operación en Tiempo Real y Jefatura de Dpto. de Análisis Operativo), conforme la Figura 06.



**Figura 06**

Como puede apreciarse para el Proceso de operación no sólo son necesarios los centros de control, que dependen del Dpto. de Operación en tiempo Real, sino también las áreas de Análisis Pre Operativo y Post Operativo, que dependen del Dpto. de Análisis Operativo.

En el Cuadro N° 7.2-2 se muestra la relación de procesos y actividades considerados para la operación del centro de control.

**Cuadro N° 7.2-2: Procesos y Actividades de Operación CC**

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/maquina
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 energia	Administración de bases de datos de contadores Recuperación de datos por teleproceso Preparación de información para transferencias

### 7.3. COSTOS DE GESTIÓN (CDG)

De acuerdo a la metodología del procedimiento de OSINERGMIN, 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.

#### 7.3.1. COSTOS DE PERSONAL

De acuerdo al procedimiento de OSINERGMIN, 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 REP.

### **ORGANIZACIÓN DE EMPRESA MODELO**

La estructura orgánica para el presente estudio se establece siguiendo los criterios señalados por el OSINERGMIN. Así, se ha tomado en consideración el Organigrama de la Empresa Modelo, bajo la cual se han modelado los puestos reales. REP califica como una empresa de transmisión de Alta Complejidad, cuya actividad principal es la transmisión de energía eléctrica y cuenta con un sistema de transmisión de gran amplitud geográfica y un número de subestaciones mayor a 20 instalaciones.

### **REMUNERACIONES**

La remuneraciones utilizadas para la empresa modelo consideran los criterios señalados por el OSINERGMIN. Asimismo, se consideran las remuneraciones establecidas en el Boletín de Estadísticas Ocupacionales No 5 – II Trimestre 2007 – Electricidad, Gas y Agua (PEEL – Ministerio de Trabajo, que se encuentra en el Anexo 8.4 y se resume en el Cuadro N° 7.3.1-1.

### **ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA REAL**

El tamaño de la organización real de REP se ajusta a las exigencias establecidas en su contrato de concesión y a la normatividad vigente.

El Cuadro N° 7.3.1-2, nos indica el detalle del número de personas exclusivas de REP, bajo su organigrama real, el cual se apreciará más adelante.

### Cuadro N° 7.3.1-1 Procesos y Actividades de Operación CC

LIMA METROPOLITANA; REMUNERACIÓN BRUTA MENSUAL POR OCUPACIONES ESPECÍFICAS EN LA ACTIVIDAD GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EMPRESAS DE 50 A MÁS TRABAJADORES, II TRIMESTRE DE 2007

Ocupación específica	Número de trabajadores	Remuneración promedio	Mediana (1)	Remuneración máxima (2)	Remuneración mínima (3)
Gerente técnico de generación, transmisión y distribución	4	32 569	34 055	27 589	40 521
Jefe de programación y análisis de transmisión de energía eléctrica	12	13 083	14 266	7 546	17 356
Jefe de despacho de energía en la generación energía eléctrica	1	10 149	10 149	10 149	10 149
Jefe de obras de instalación y distribución de energía eléctrica	5	7 968	8 446	6 828	8 988
Jefe de operaciones en la generación de energía eléctrica	4	7 485	7 515	4 449	11 313
Jefe de análisis de la red en la distribución de energía eléctrica	14	6 724	7 331	3 937	9 308
Jefe de mantenimiento de subestaciones y redes	23	6 145	4 522	2 646	11 313
Supervisor mantenimiento software en la transmisión de energía eléctrica	7	5 963	5 433	3 887	11 240
Supervisor de mantenimiento de (subestaciones, redes y alumbrado público)	33	5 576	5 521	3 138	8 590
Jefe de mantenimiento mecánico en la generación energía eléctrica	5	5 262	5 262	4 317	6 779
Analista de redes	75	4 957	4 945	2 500	8 000
Supervisor de mantenimiento mecánico y eléctrico en la generación de energía eléctrica	16	4 676	4 223	2 023	7 326
Especialista mecánico y eléctrico en la generación y transmisión de energía eléctrica	11	4 439	4 434	2 022	6 179
Supervisor de mantenimiento civil en la generación de energía eléctrica	16	4 424	4 459	3 291	5 550
Supervisor de mantenimiento en telecomunicaciones y transmisión de energía eléctrica	12	4 422	4 453	2 571	6 582
Supervisor de operaciones en la generación de energía eléctrica	4	4 320	4 532	3 602	4 782
Técnico operador de maniobras y localizadores de fallas	12	4 131	4 131	2 550	5 987
Técnico analista de redes y distribución de energía eléctrica	19	4 041	3 517	2 110	7 345
Despachador de energía en la generación de energía eléctrica	6	3 793	3 793	3 601	4 223
Técnico operador en la distribución de energía eléctrica	38	3 751	3 724	2 046	6 812
Técnico operador en la transmisión de energía eléctrica	73	3 652	3 658	2 046	5 598
Operador de controles en la generación de energía eléctrica	22	3 643	3 643	3 603	4 067
Despachador de emergencias	11	3 610	3 610	2 252	5 929
Auxiliar de mantenimiento de redes y subestaciones	22	3 597	3 532	2 744	4 034
Técnico electromecánico	79	3 510	3 620	2 225	5 836
Operador en reparaciones e instalaciones y redes	31	3 458	3 409	2 583	6 252
Técnico de mantenimiento de redes, subestaciones y alumbrado público	45	3 440	3 549	2 221	5 612
Técnico de reparaciones eléctricas	23	3 408	2 947	2 206	4 687

### Cuadro N° 7.3.1-2 Personal Exclusivo de REP

GERENCIA/AREA	N°
GERENCIA GENERAL	8
CONTRALORIA	3
AUDITORIA INTERNA	1
GCIA. ADMINISTRACIÓN	29
GCIA. FINANZAS	19
GCIA. NEGOCIOS	9
GCIA. OPERACIÓN	31
GCIA. TRANSMISIÓN	242
<b>TOTAL</b>	<b>342</b>

## **ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA MODELO**

Considerando el Organigrama de la Empresa Modelo, se ha desarrollado una estructura orgánica de una empresa modelo de transmisión de Alta Complejidad. Cabe observar que esta adaptación de la estructura orgánica no es compartida por REP ya que al ser un modelo ideal para cualquier empresa de transmisión, no se ajusta a las necesidades reales. El organigrama real de REP se aprecia en la Figura 07.

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° 7.3.1-3 se puede apreciar las variaciones entre la organización de la empresa real y la empresa modelo.

**Cuadro N° 7.3.1-3 Organización de Empresa Real y Empresa Modelo**

<b>ORGANIGRAMA REAL DE REP</b>	<b>EMPRESA MODELO</b>
Directorio	Directorio
Gerencia General	Gerencia General
Contraloría	
Asesoría Jurídica	
Comunicación e Imagen	
Gerencia de Administración	Gerencia de Administración y Finanzas
Gerencia de Finanzas	
Gerencia de Negocios	
Gerencia de Operación del Sistema	Gerencia de Operación y Mantenimiento
Gerencia de Transmisión	

## Estructura Organizacional REP

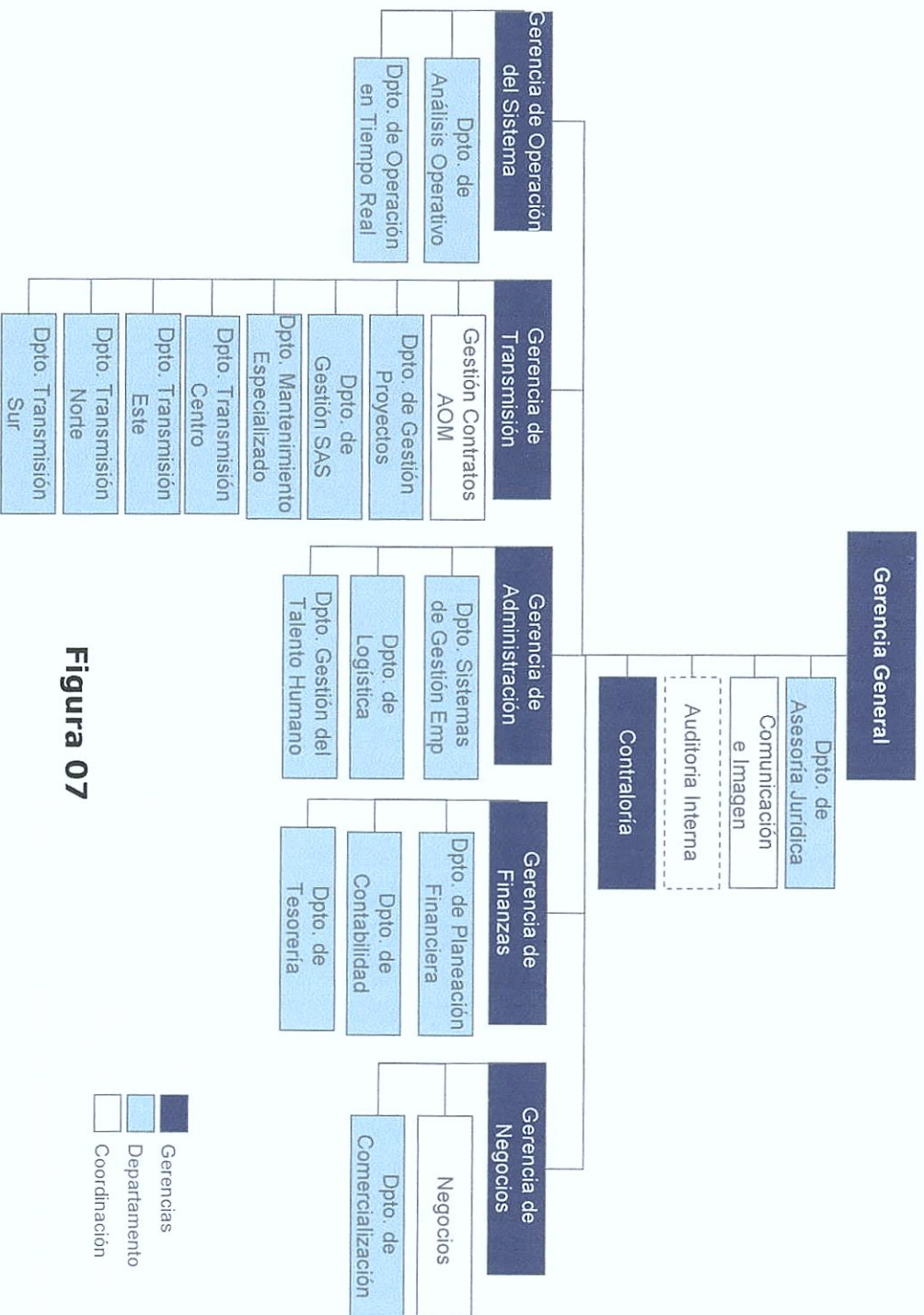


Figura 07



La Gerencia de Operación y Mantenimiento de la empresa modelo agruparía las funciones de las reales Gerencia de Operación del Sistema y la Gerencia de Transmisión. Mientras que las reales Gerencias de Administración, Finanzas y Negocios se reagrupan en la Gerencia de Administración y Finanzas de la empresa modelo. Se destaca que las funciones de las áreas dependientes de las gerencias reales permanecen.

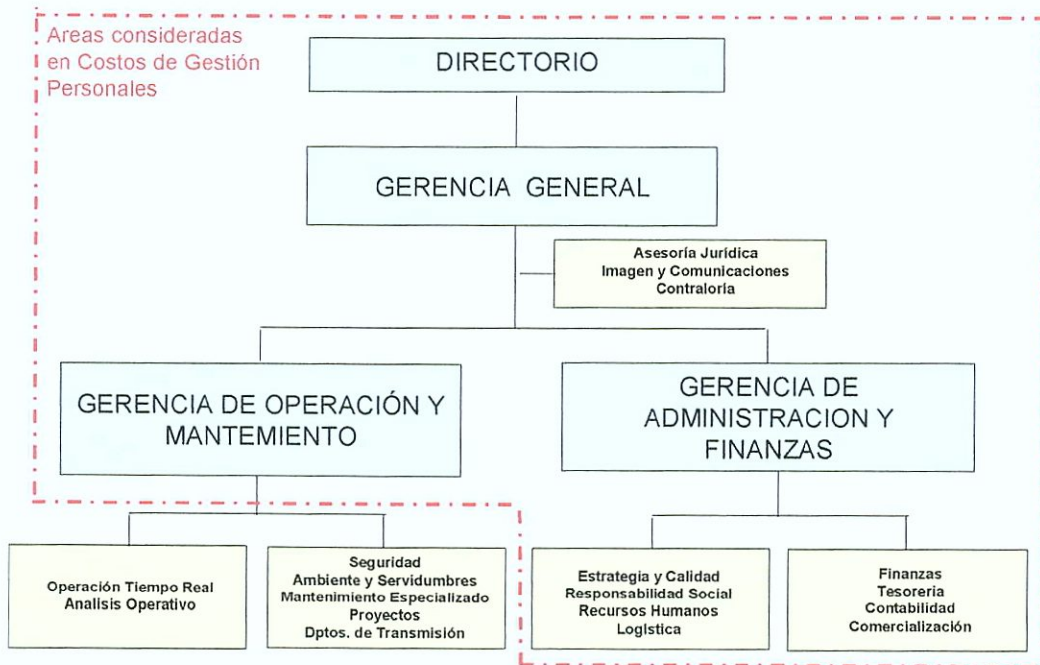
### **DIRECTORIO**

A fin de diseñar los costos del Directorio se ha considerado los gastos estándar conforme a las premisas del Procedimiento para el cálculo del COyM por el OSINERGMIN.

El principal gasto a considerar son las dietas y para su determinación se ha tomado las premisas que se presentan a continuación.

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 08.



**Figura 08**

### 7.3.2. COSTOS NO PERSONALES

De acuerdo al procedimiento, corresponden a los gastos de las siguientes partidas: suministros diversos, servicios de terceros, cargas diversas de gestión y tributos, todos determinados de manera acorde al número de personal de la empresa modelo y al nivel de ingresos (reales o fictos) que tiene la empresa por concepto exclusivo de la actividad de transmisión eléctrica en el país.

#### A) Suministros Diversos

Considera los costos de materiales y suministros de oficina, muebles y accesorios, licencias de software y otros necesarios para la Gestión de la empresa modelo de transmisión.

### **A) Servicios de Terceros**

Considera los alquileres de las oficinas administrativas, las cuales se encuentran en San Isidro – Lima, servicios de agua, luz, teléfono, Internet, gastos de auditoría, servicios legales y técnicos, servicios contables, servicios de limpieza y cafetería, y otros servicios para la Gestión de la empresa.

### **B) Cargas Diversas de Gestión**

Comprende los gastos de representación, gastos de viaje (de los Directores para asistencia a las Sesiones de Directorio y de la plana Gerencial de la empresa), suscripciones y otros gastos para la Gestión de la empresa modelo de transmisión.

### **C) Tributos**

Comprende todos los Tributos y otros como el pago del Impuesto a las Transferencias Financieras (ITF), inclusive los aportes al OSINERGMIN, DGE/MEM, COES-SINAC 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.

Asimismo, las empresas integrantes del COES-SINAC 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 calculaban en función también a sus ingresos anuales provenientes de los conceptos de Peaje por Conexión e Ingreso Tarifario del SPT, pero debido a la nueva reglamentación del COES, ahora es en función de todas las líneas del Sistema de Transmisión, por lo que el valor del aporte de REP se ha visto incrementado sustancialmente, en referencia a la regulación anterior, por ello se anexa el último cuadro de aportes del COES-SINAC.

## **7.4. COSTOS INDIRECTOS DE TRANSMISIÓN (CIT)**

### **7.4.1. COSTOS DE SEGURIDAD**

Conforme al OSINERGMIN, se debe utilizar un Sistema Económicamente Adaptado (SEA) aplicado a las instalaciones de REP, por lo que para fines del estudio sólo se consideran 44 subestaciones.

Se considerará que cada subestación del modelo contarían con un puesto de vigilancia de 24 horas, con excepción de las subestaciones de gran tamaño en las que se contaría con dos puestos de vigilancia de 24 horas.

Para el presente cálculo se han utilizado los montos que el OSINERGMIN utilizó en la Fijación Tarifaria de Mayo 2008 – Abril 2009.

#### **7.4.2. COSTOS DE SEGUROS**

Se ha seguido la misma metodología aplicada por OSINERGMIN, para la determinación de los costos de seguros de REP, la cual considera una póliza Multiriesgo para la infraestructura correspondiente a las instalaciones del Contrato de Concesión, por lo cual se ha procedido a incluir las instalaciones de las Ampliaciones

Adicionalmente a la póliza Multiriesgo, REP 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 REP pudiera ocasionar a terceros durante la ejecución de dichas operaciones. Entre las principales podemos nombrar las siguientes: Póliza de Responsabilidad Civil, Deshonestidad y Vehículos.

Para el presente cálculo se han utilizado los montos que el OSINERGMIN utilizó en la Fijación Tarifaria de Mayo 2008 – Abril 2009.

#### **7.4.3. 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. Las remuneraciones del personal se determinan bajo las premisas del OSINERGMIN.

Este rubro está conformado por las jefaturas de las áreas de operación y mantenimiento y su soporte administrativo. Por ejemplo en cada uno de los 4 Departamentos de Transmisión

existentes, se cuenta además con una subsección, que se considera un Jefe de Departamento, una Secretaria, un Analista administrativo DT y un Auxiliar de Almacén.

### **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 SSAA 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.

## 7.5. RESULTADOS

En resumen del COyM de la empresa modelo del Sistema de Transmisión de REP se aprecia en el Cuadro N° 7.5-1.

**Cuadro N° 7.5-1: Resumen del Costo de Operación y Mantenimiento (US\$)**

	TIPO DE SISTEMA		TOTAL
	PRINCIPAL	SECUNDARIO	
<b>OPERACIÓN</b>	<b>291,394</b>	<b>1,592,122</b>	<b>1,883,516</b>
Operación CC	66,746	301,412	368,157
Operación de Subestaciones	224,648	1,290,711	1,515,359
<b>MANTENIMIENTO</b>	<b>1,448,679</b>	<b>5,429,094</b>	<b>6,877,773</b>
Líneas de Transmisión	1,030,349	3,235,780	4,266,130
Subestaciones	334,571	1,815,074	2,149,645
Mantenimiento CC y TEL	83,759	378,240	461,998
<b>GESTIÓN</b>	<b>2,342,463</b>	<b>12,016,923</b>	<b>14,359,386</b>
Personal	983,764	5,046,680	6,030,445
No Personales	1,358,699	6,970,242	8,328,941
Costos No Personales sin Seguros	1,077,339	5,526,842	6,604,181
Seguros	281,360	1,443,400	1,724,760
<b>SEGURIDAD</b>	<b>143,298</b>	<b>767,067</b>	<b>910,365</b>
<b>COSTOS INICIALES</b>			
<b>Sub Total COyM</b>	<b>4,225,835</b>	<b>19,805,205</b>	<b>24,031,040</b>
VNR	113,246,451	580,964,186	694,210,638
COyM/VNR	<b>3.73%</b>	<b>3.41%</b>	<b>3.46%</b>

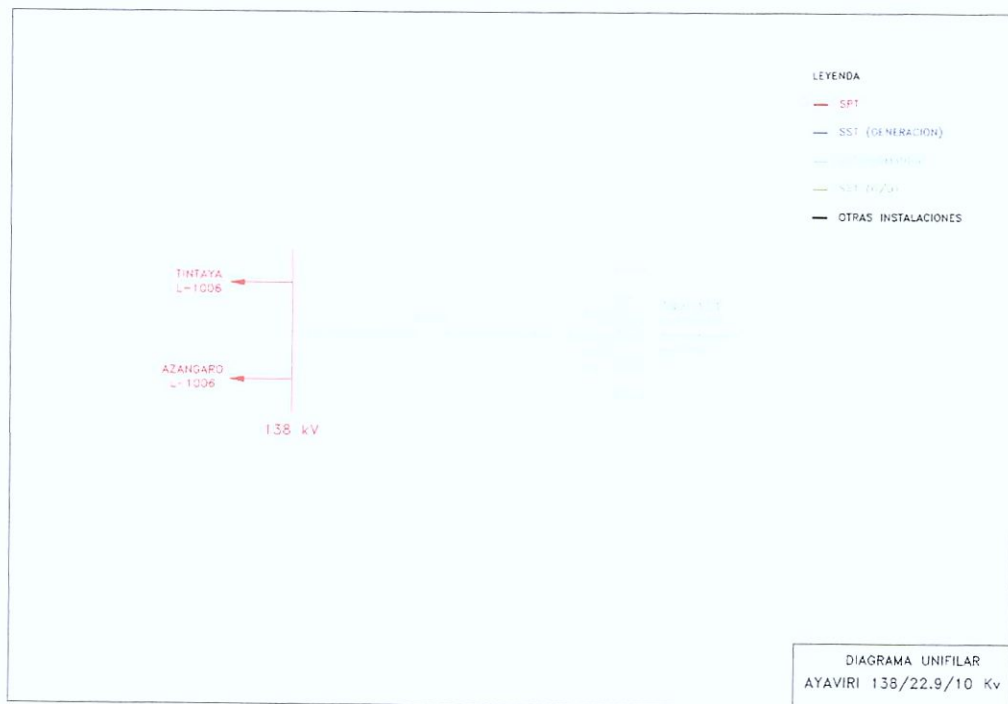
Tasa cambio :	3.09
---------------	------

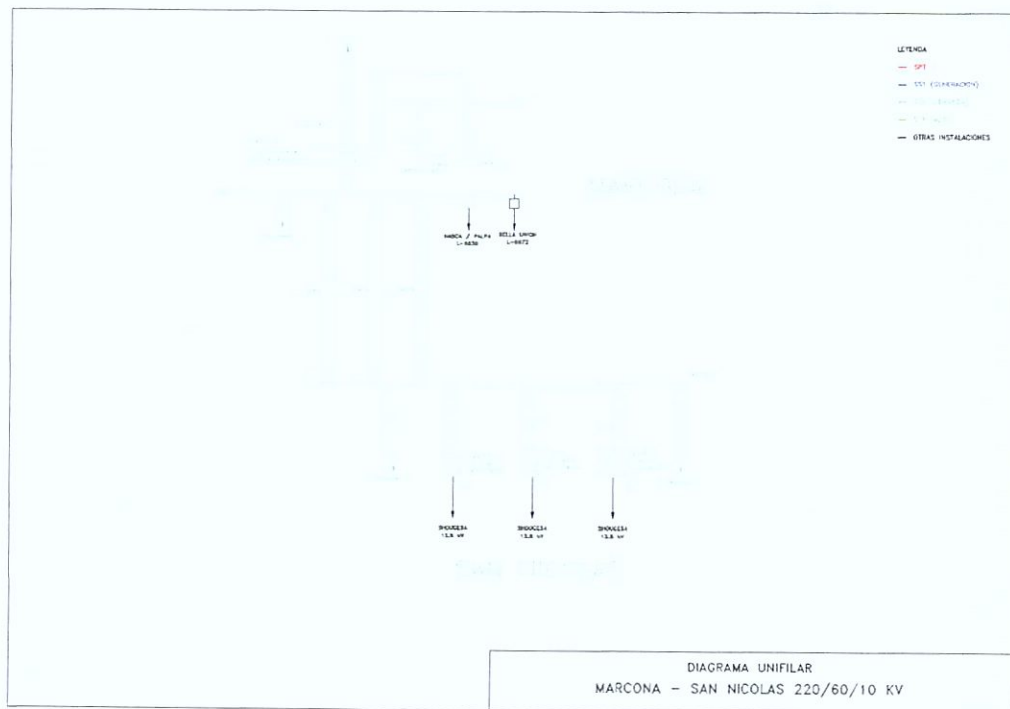
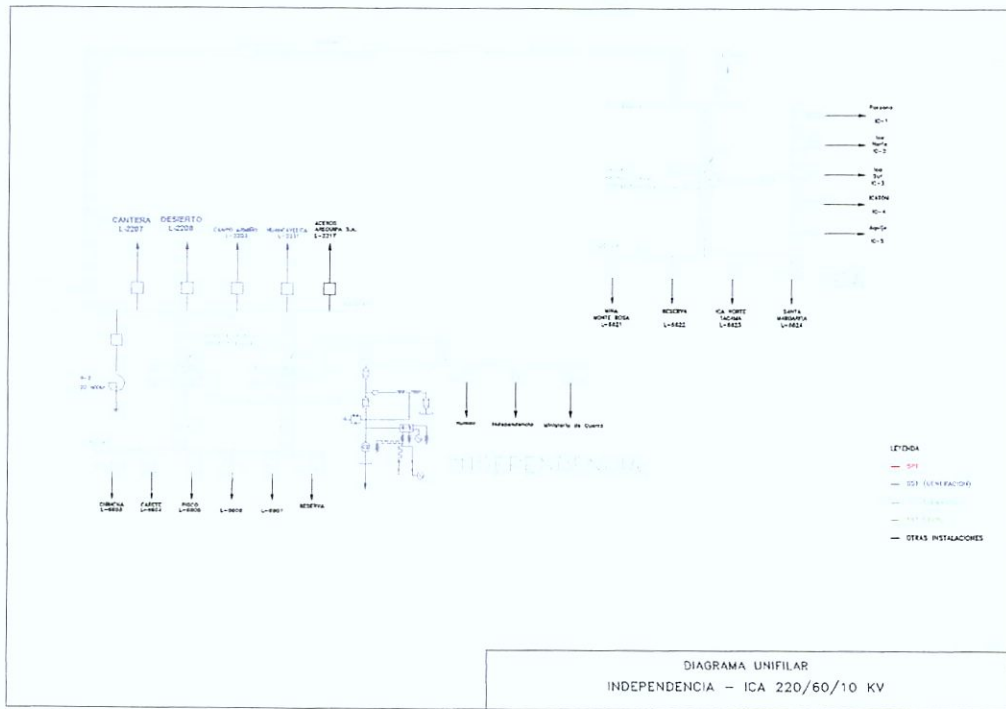
En el Anexo 8.3 se muestran las hojas de cálculo utilizadas para la elaboración del presente capítulo.

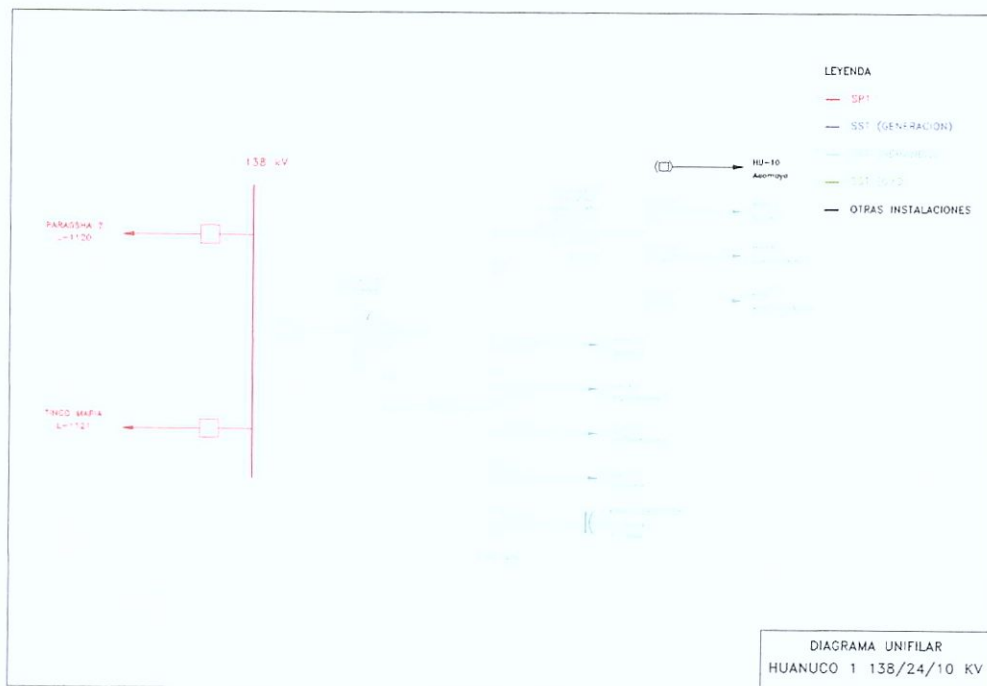
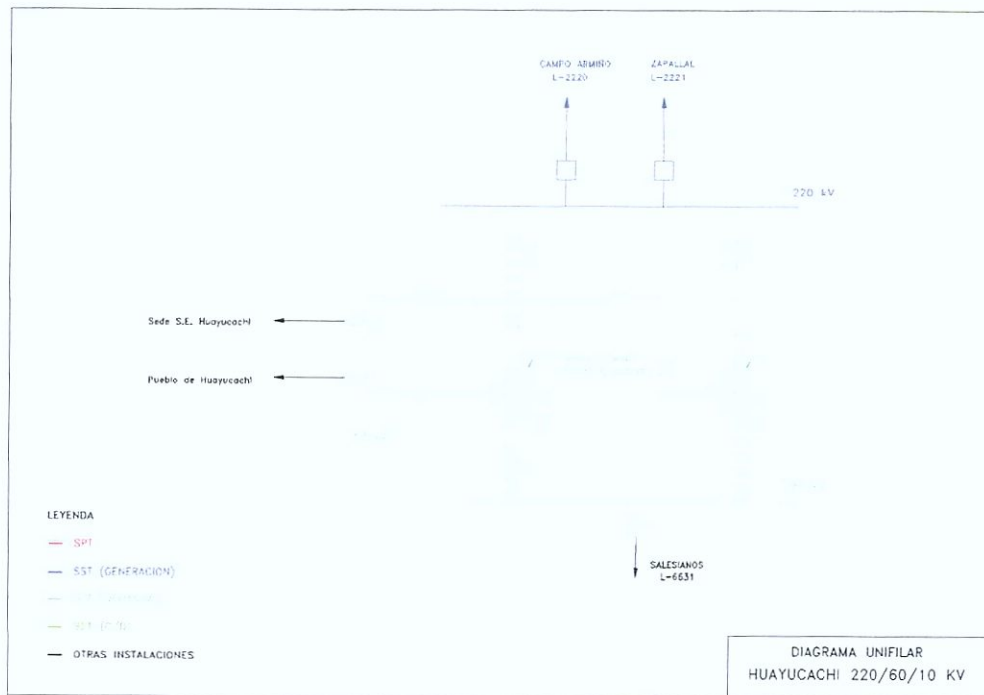
## 8. ANEXOS

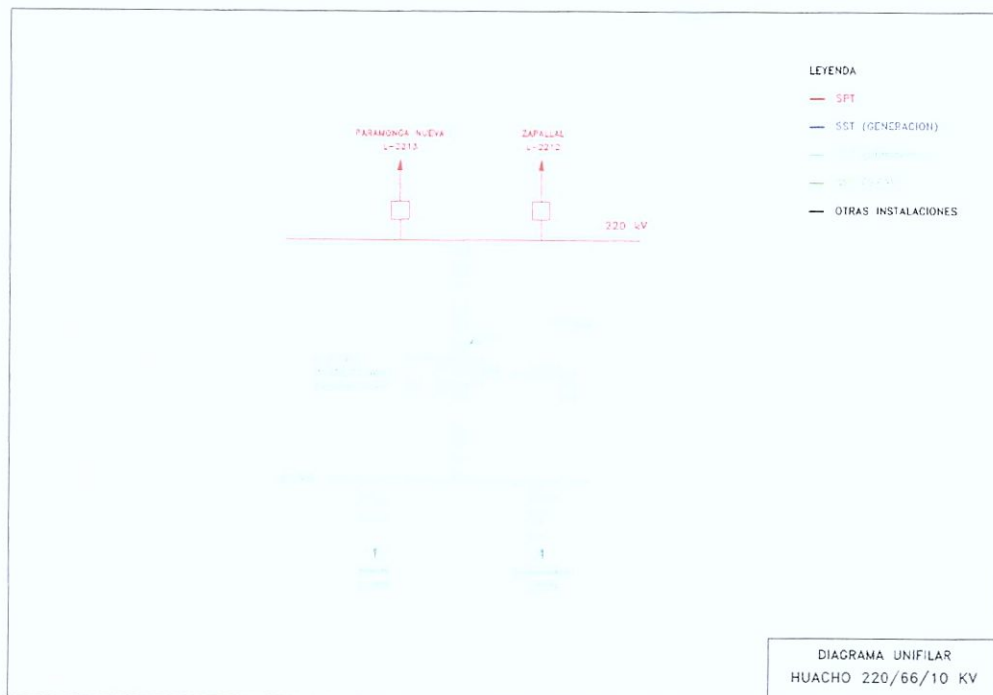
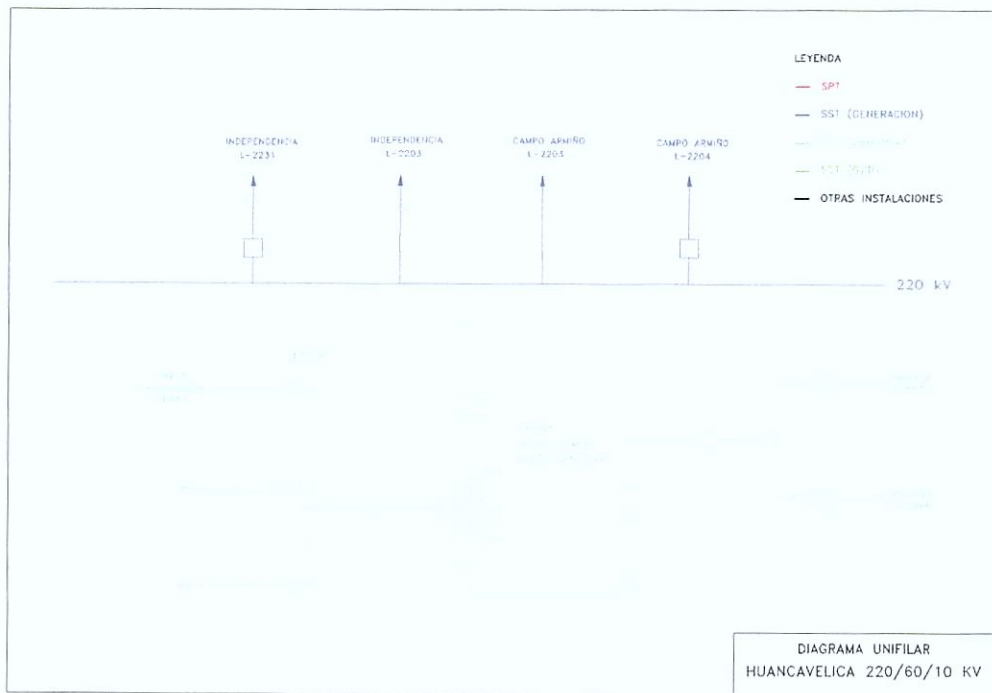
### 8.1. DIAGRAMAS UNIFILARES

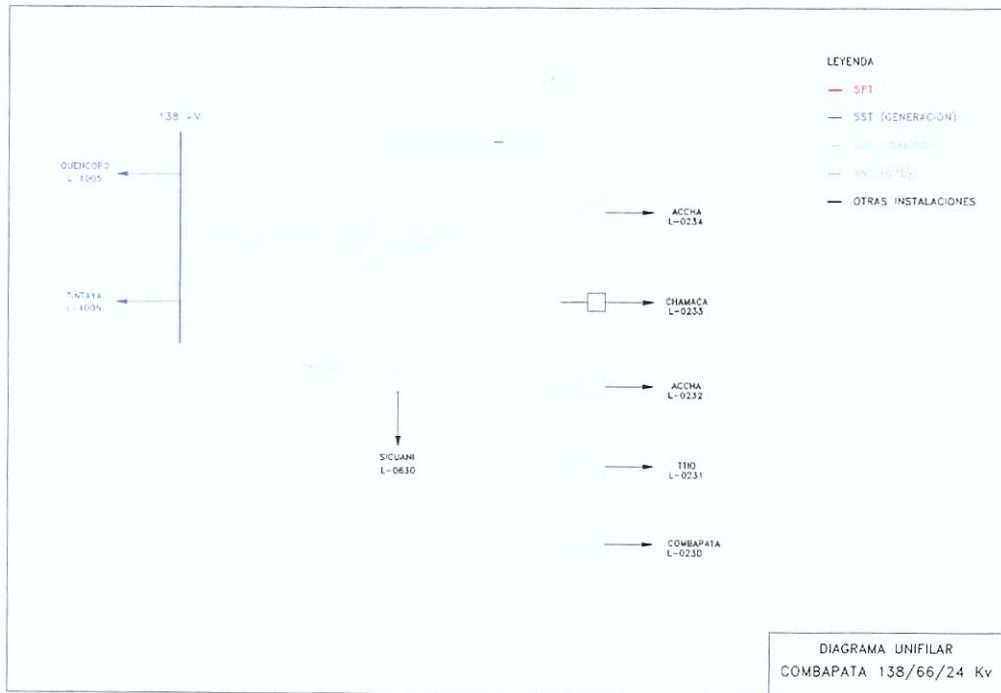
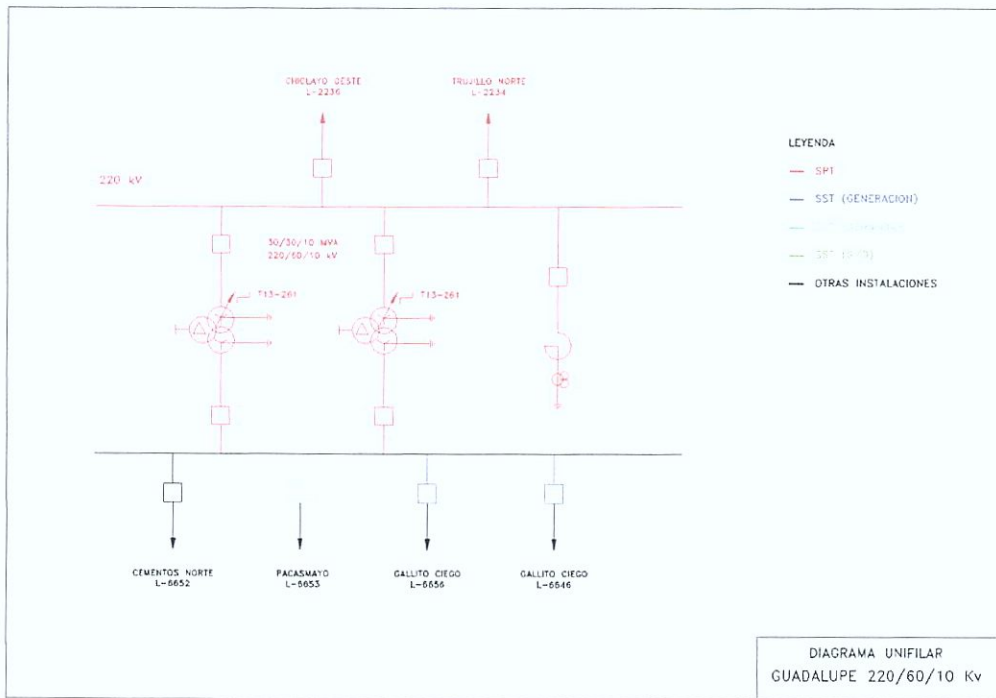
Utilizando la leyenda gráfica especificada en cada diagrama mostramos a continuación los diagramas unifilares de las instalaciones de REP en el SEIN.

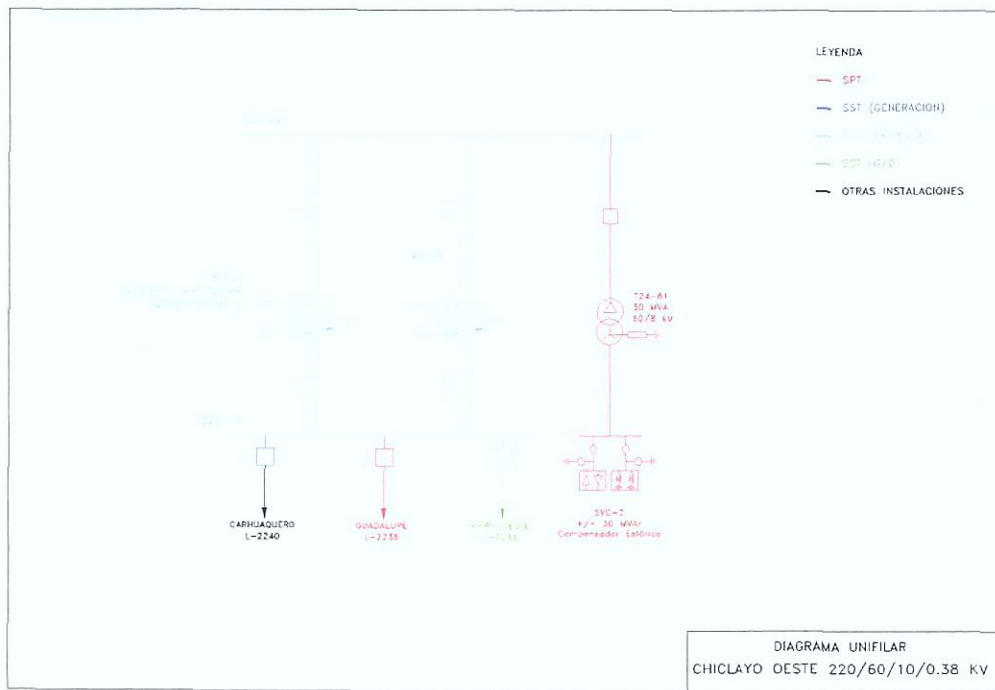
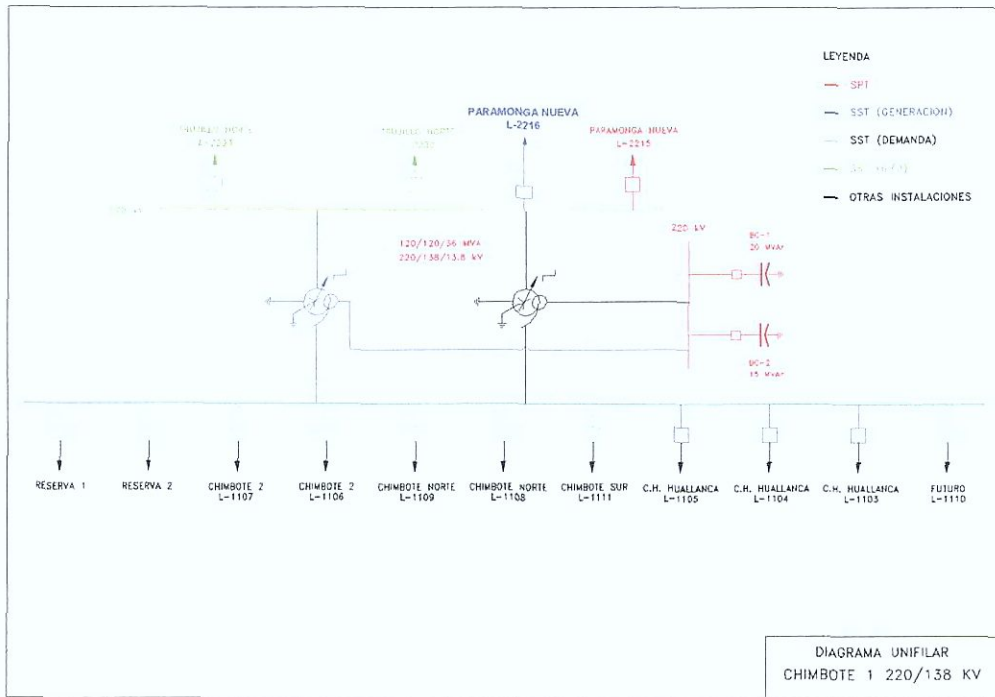


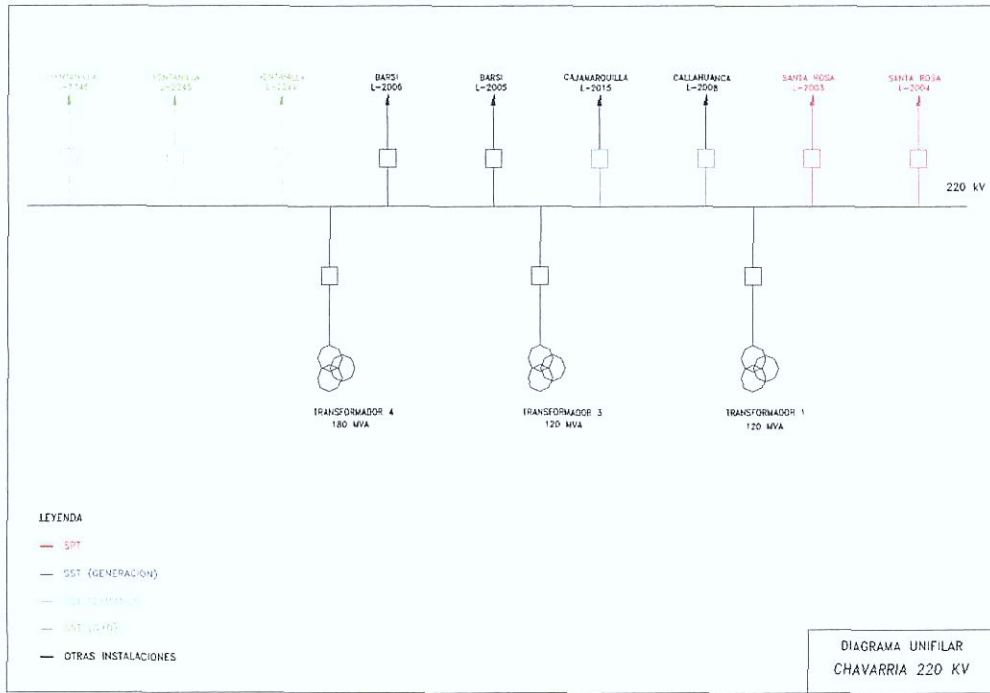


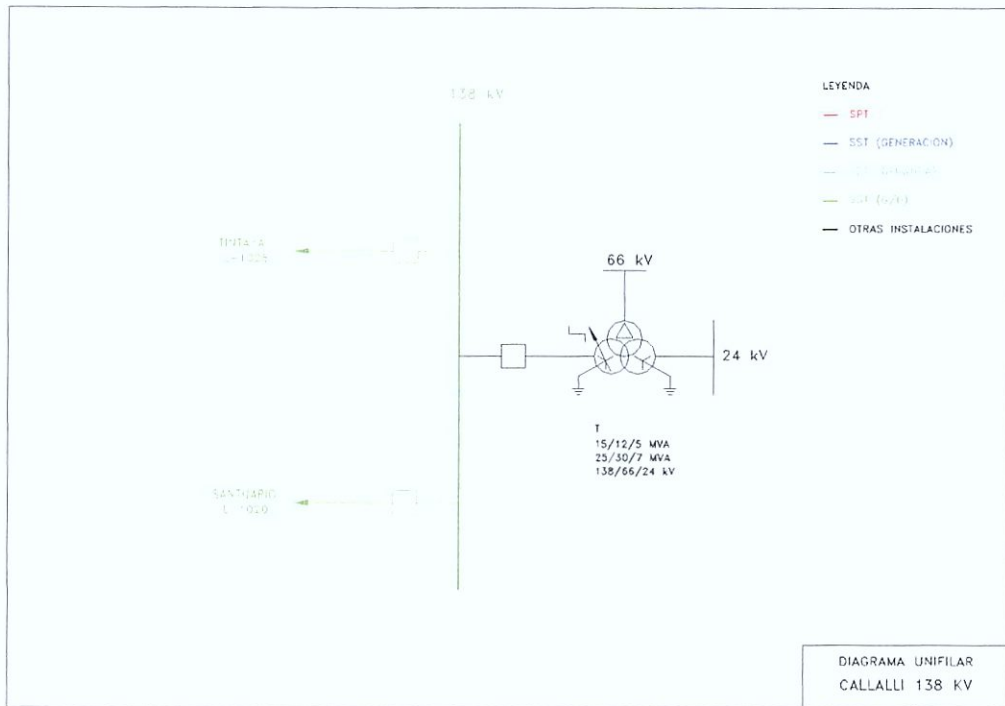


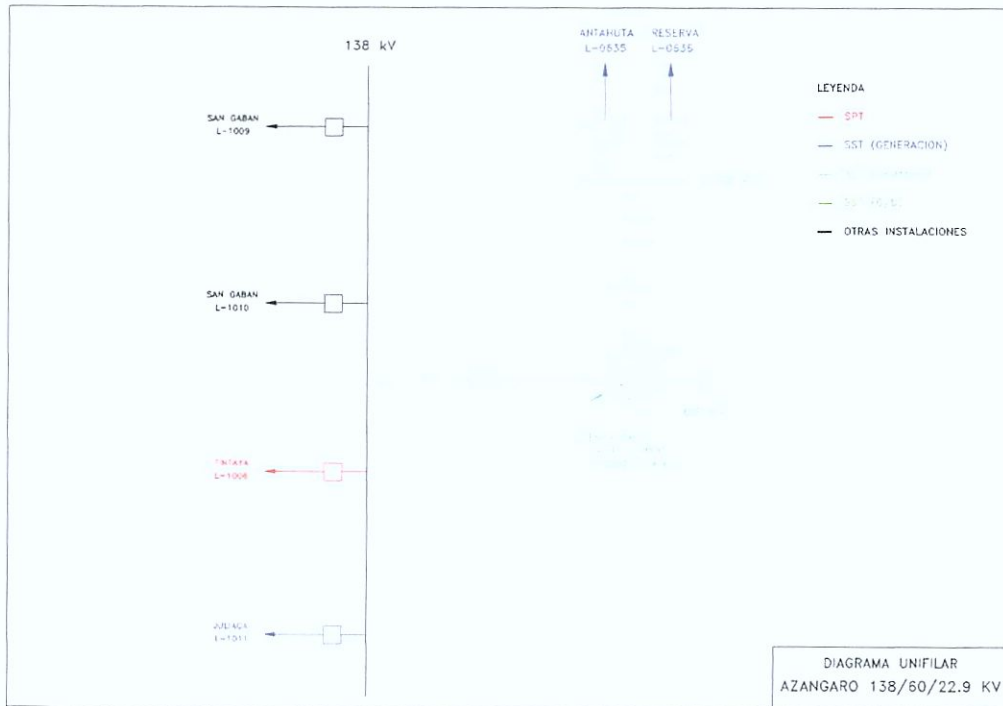
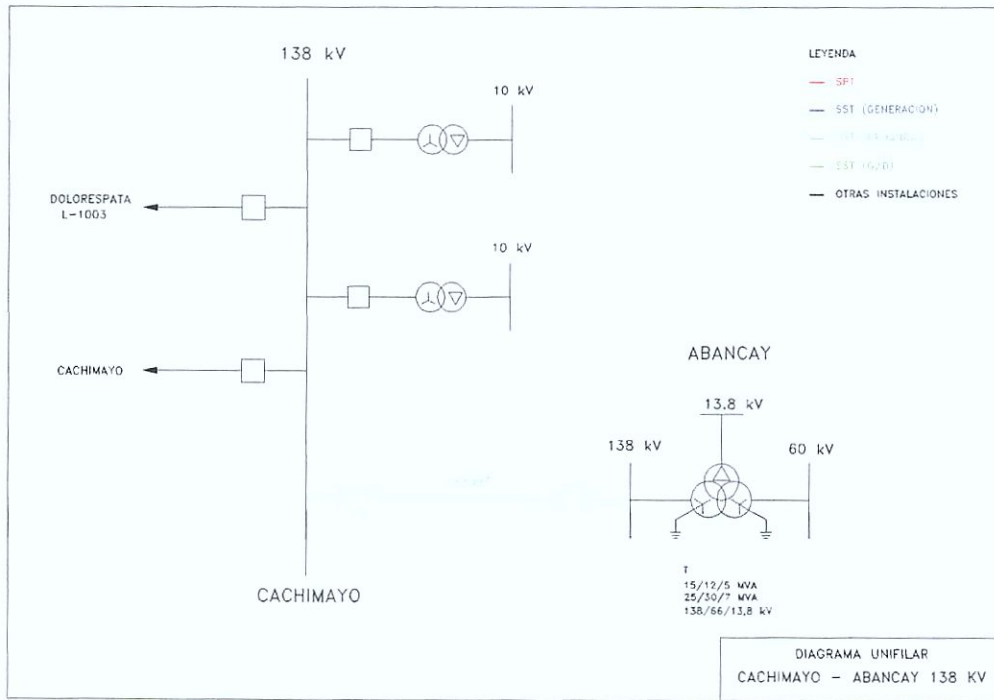


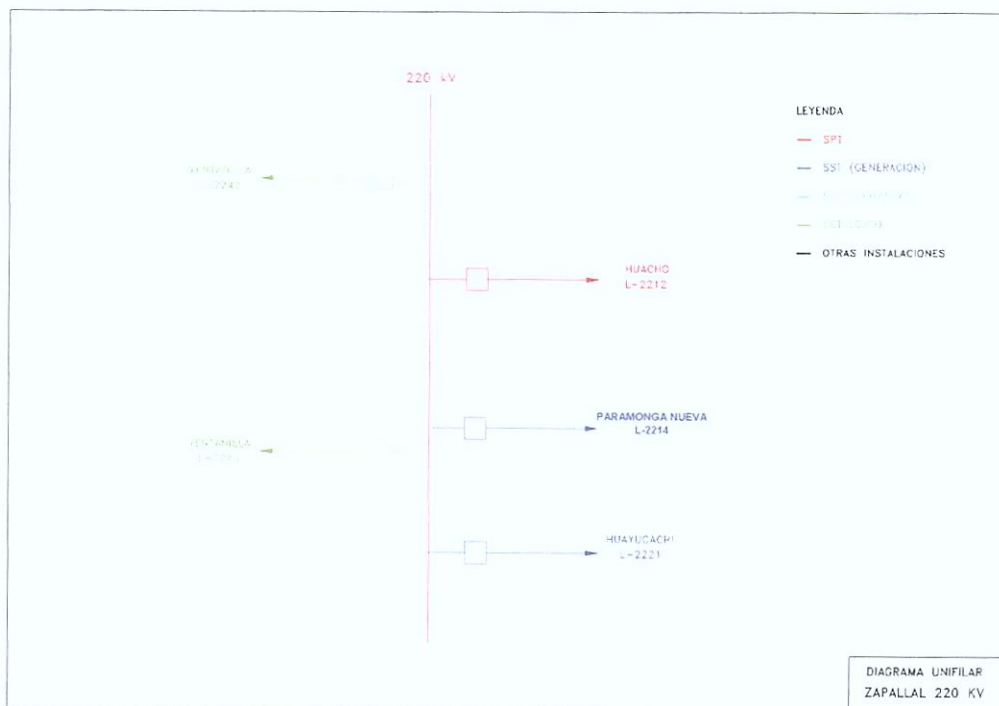
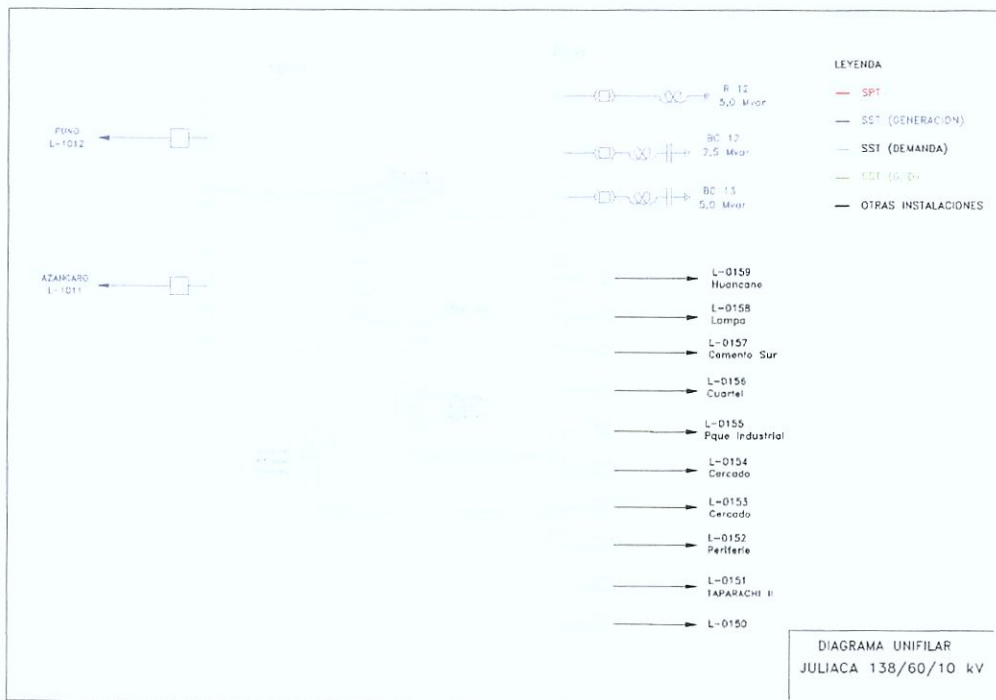


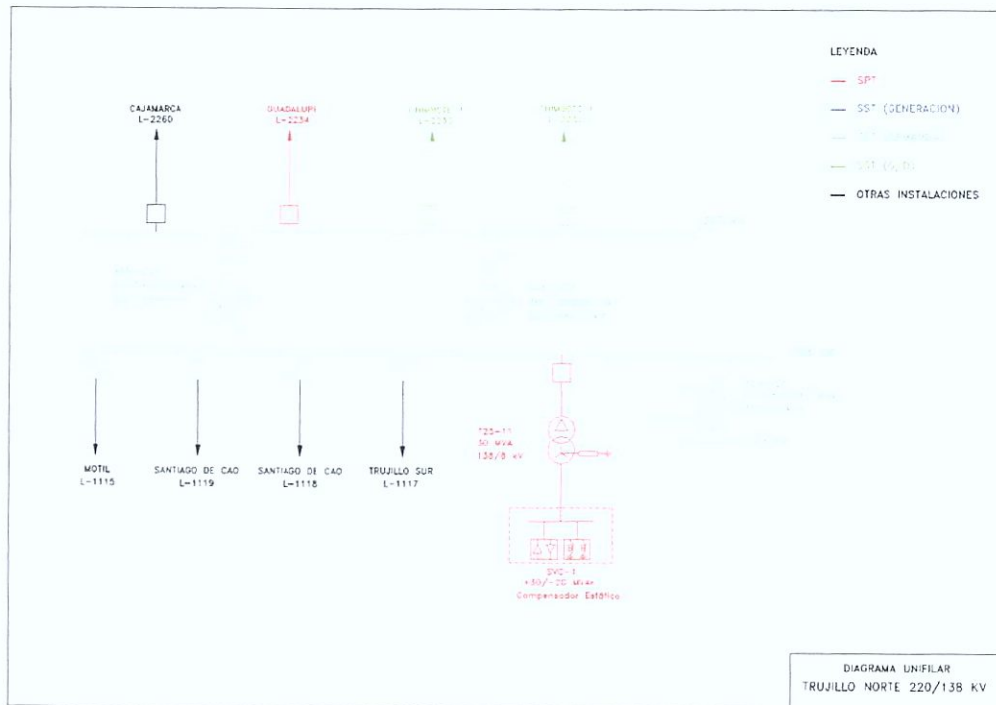
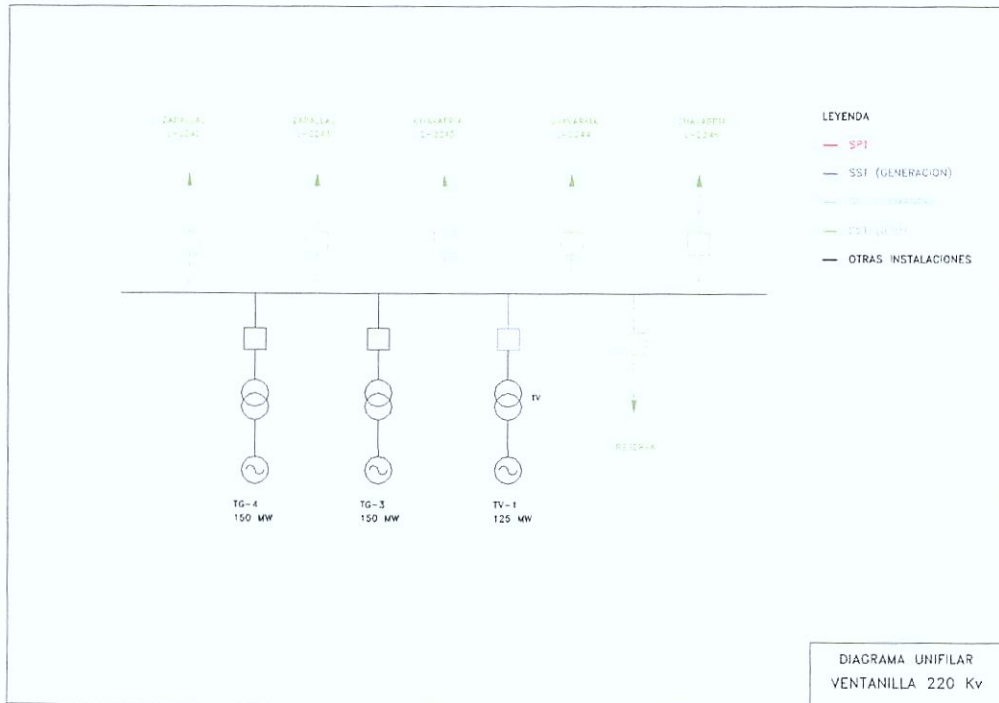


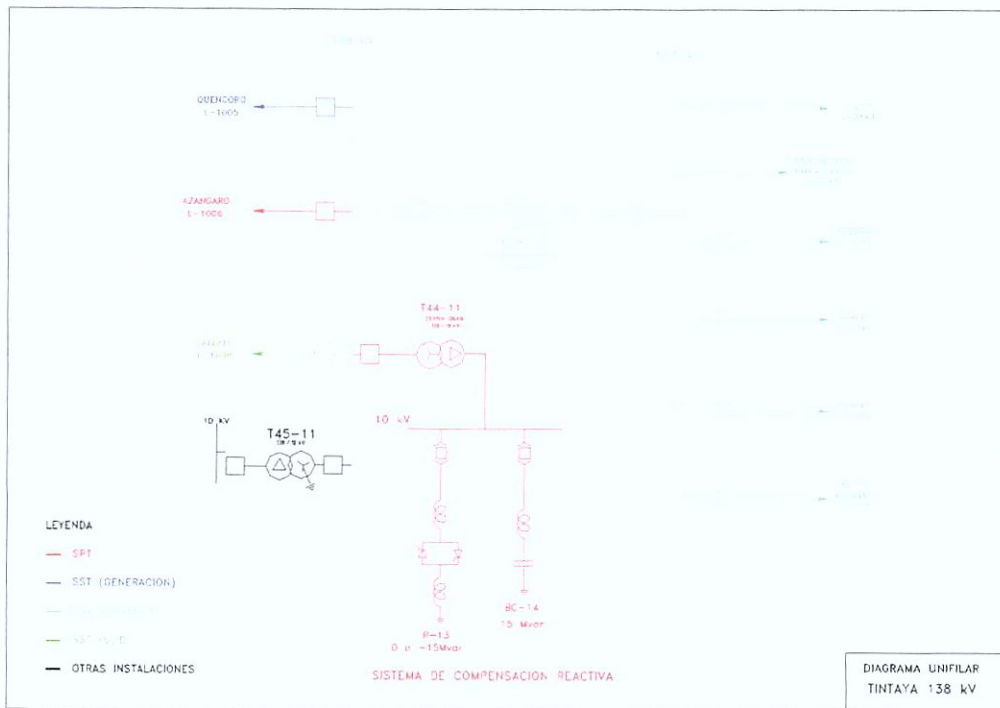






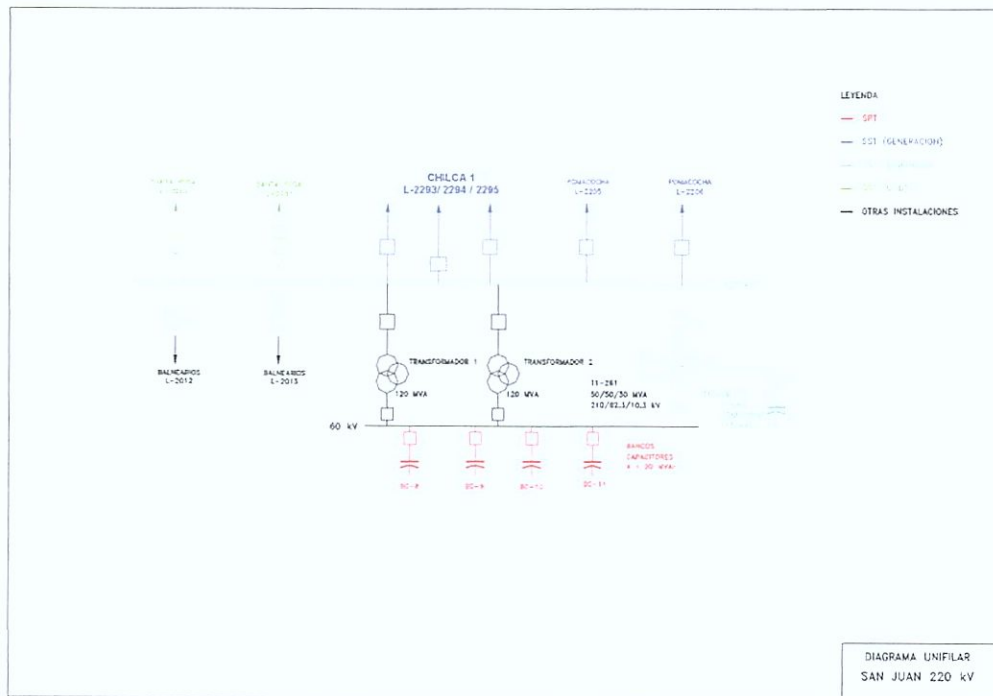
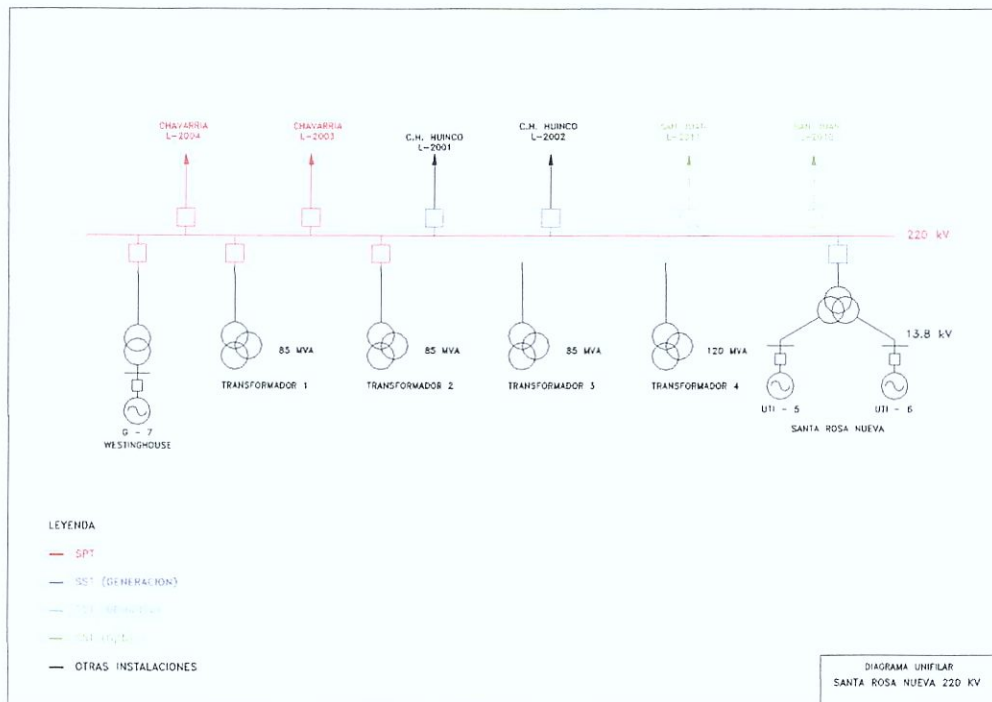


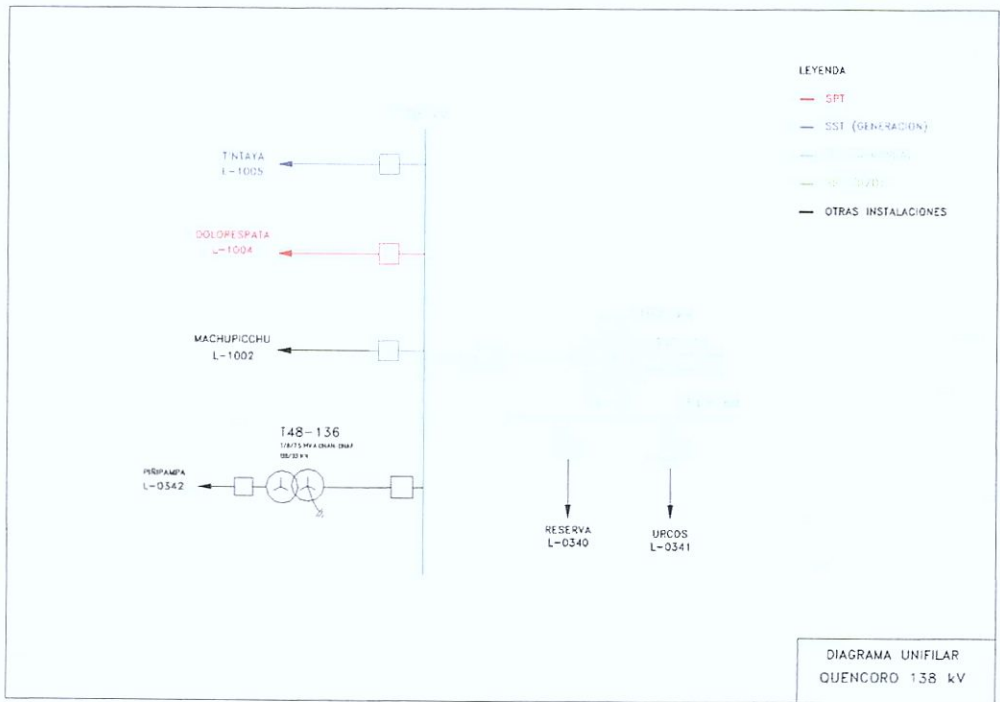
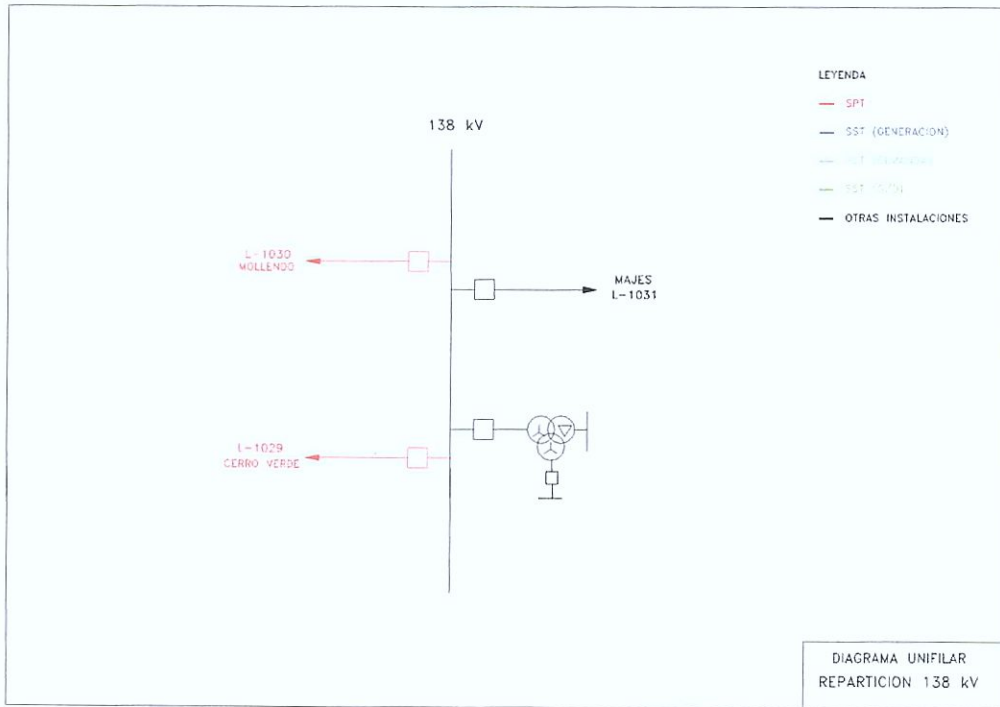


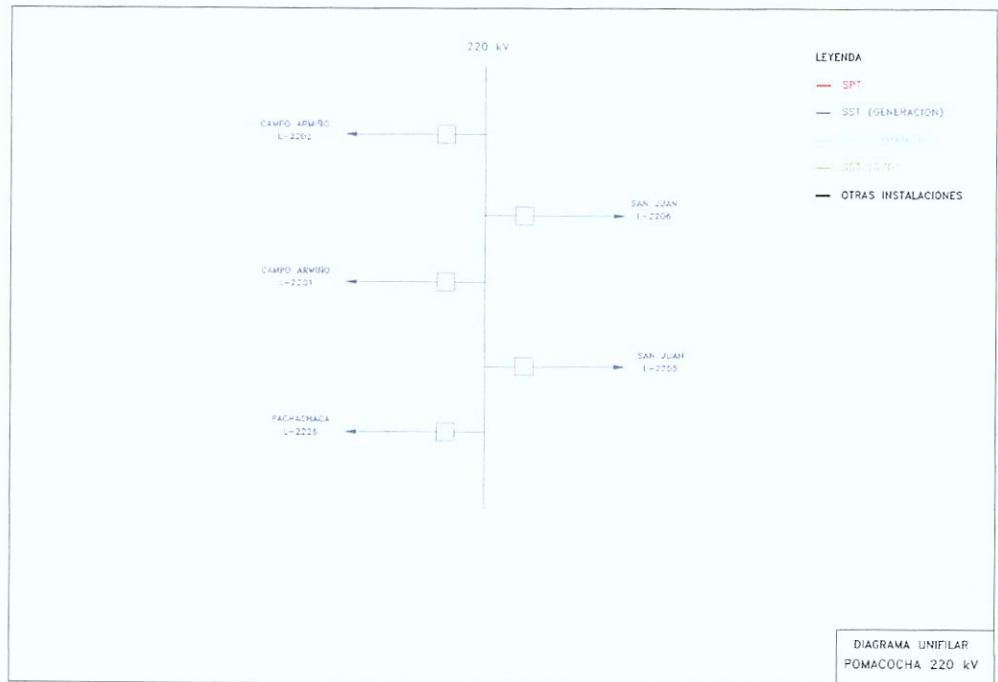
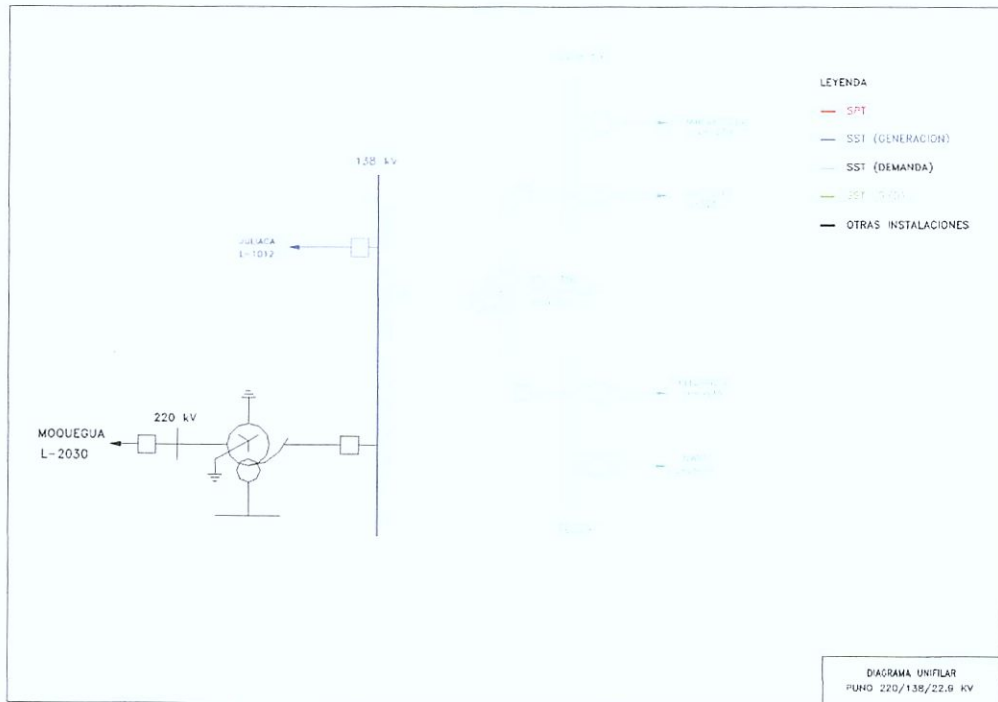


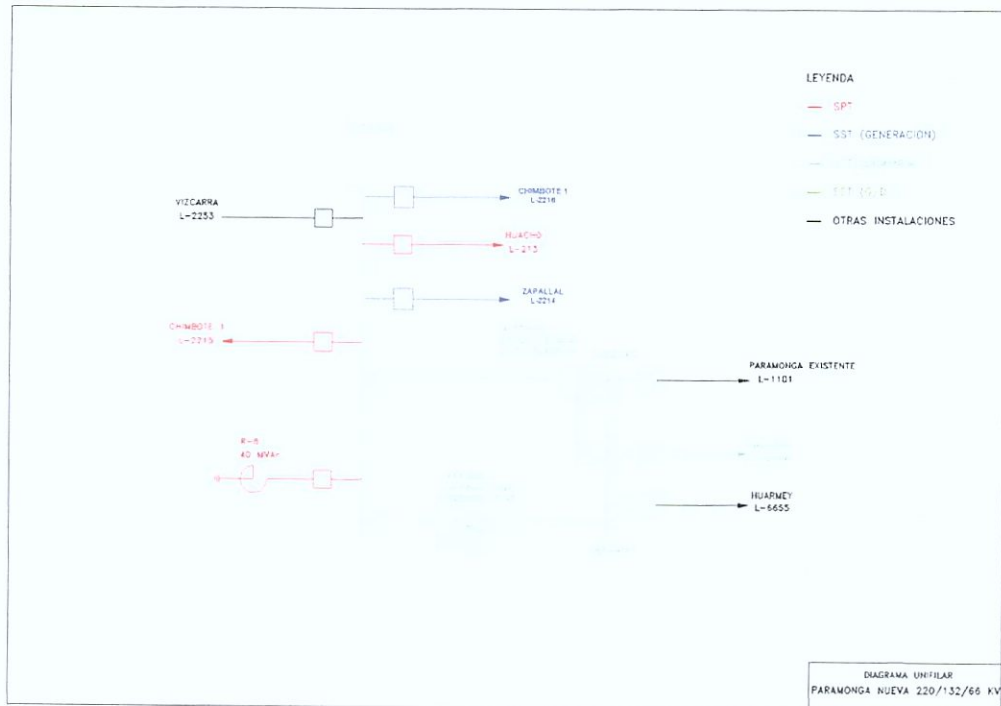
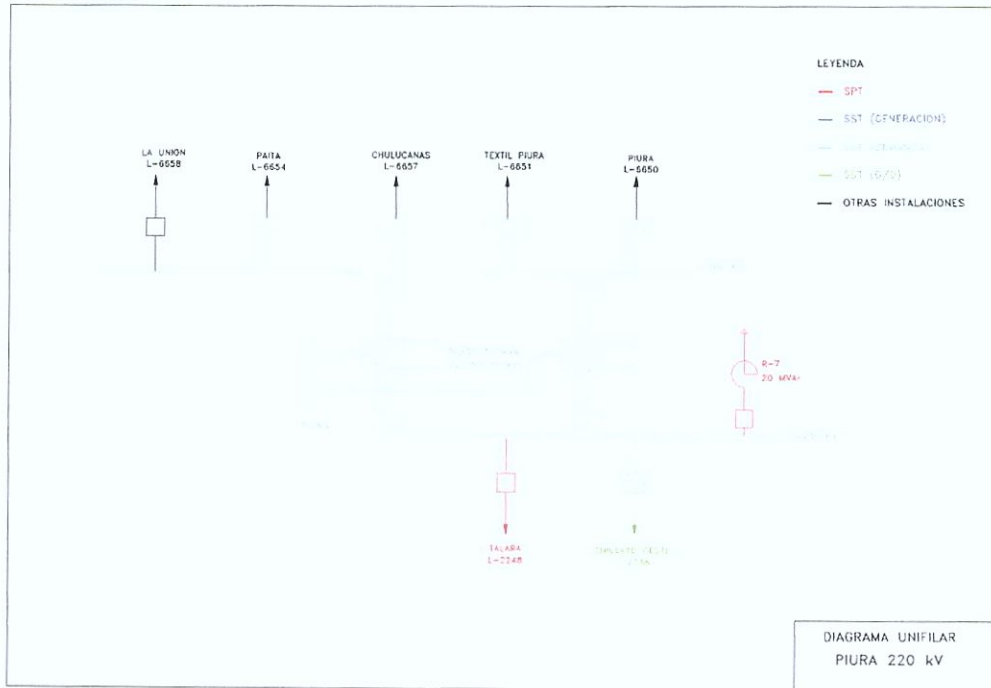


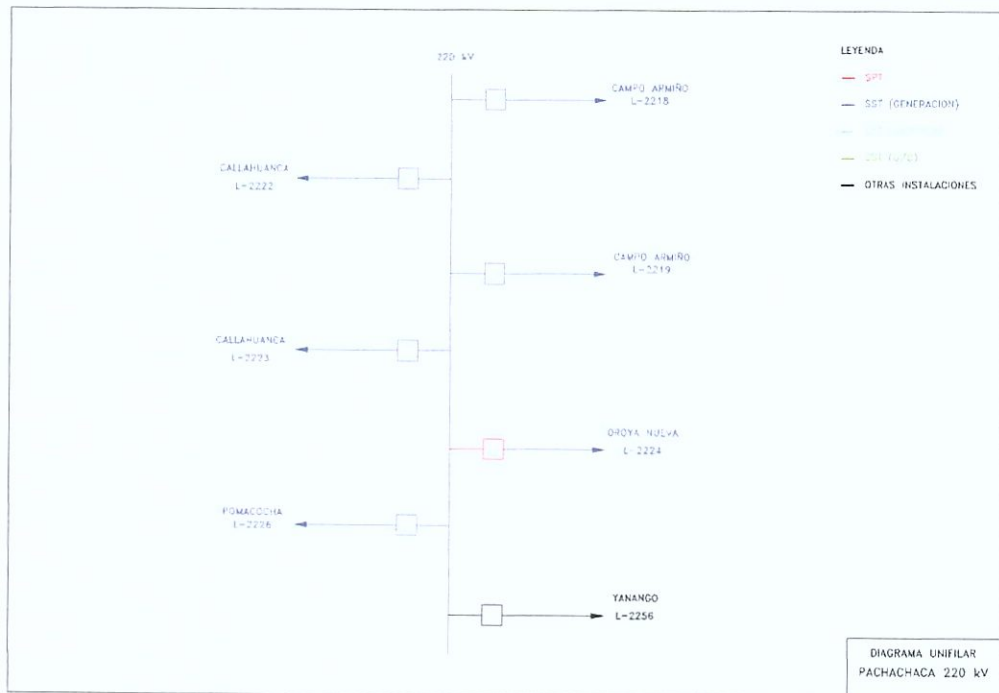
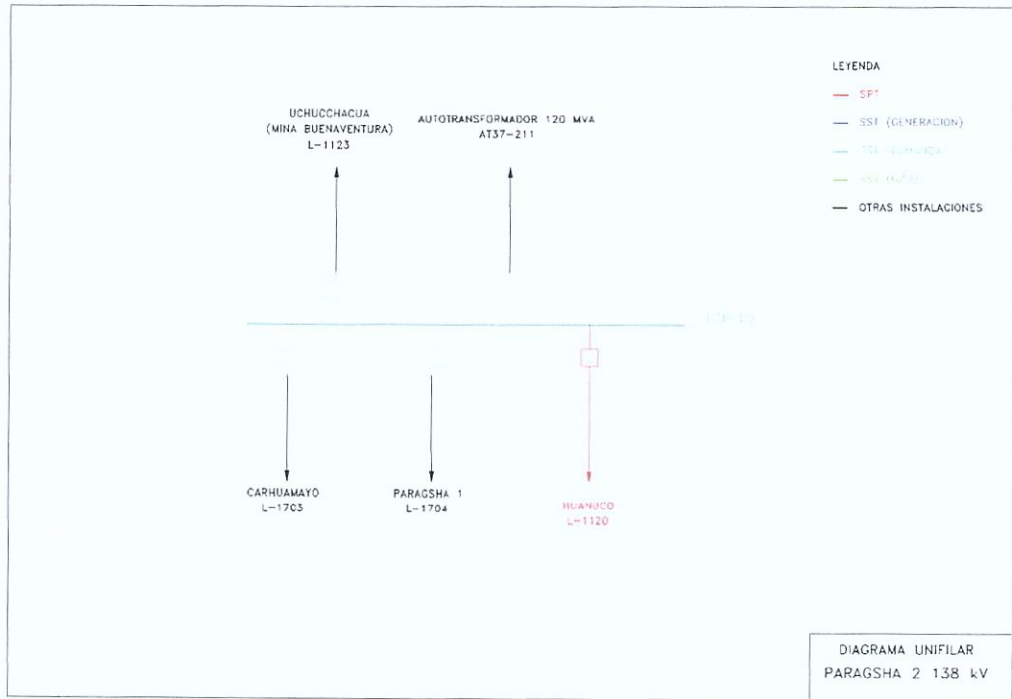


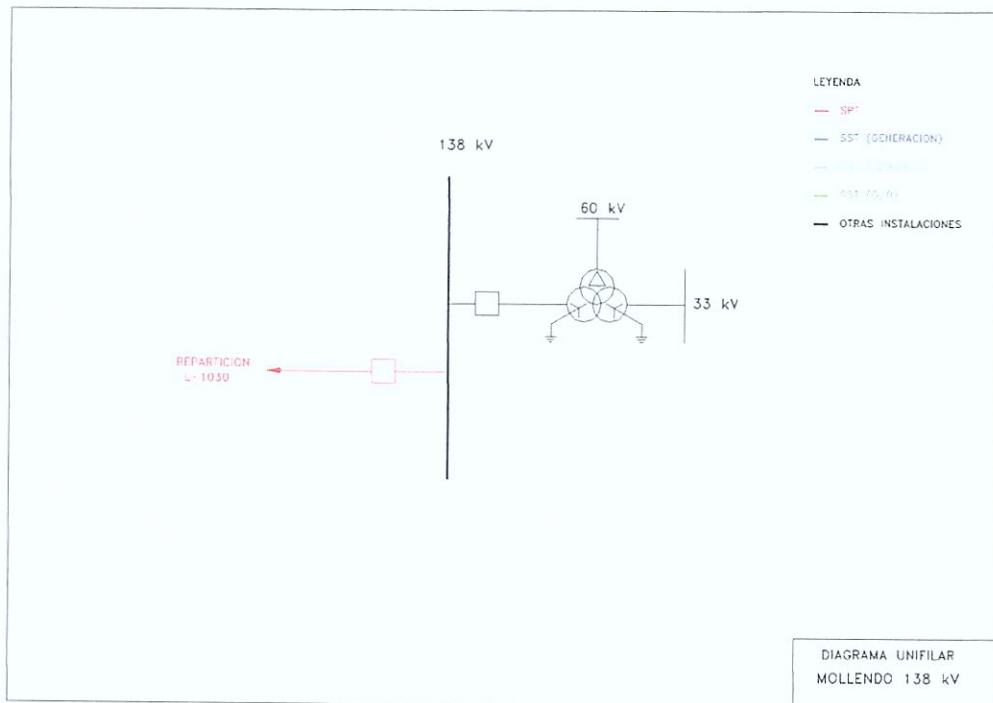


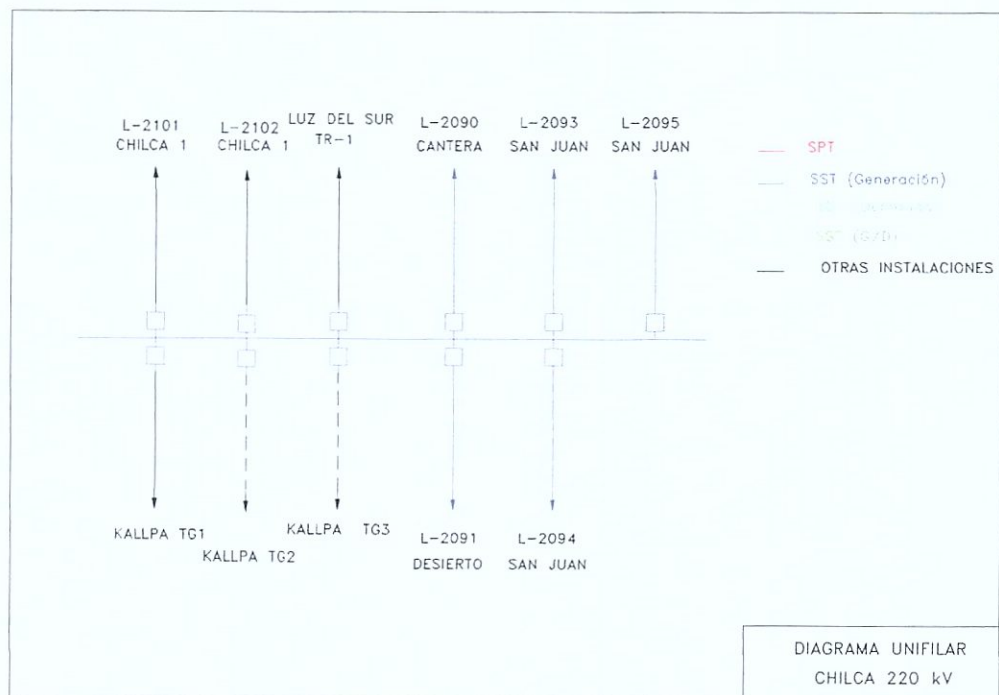
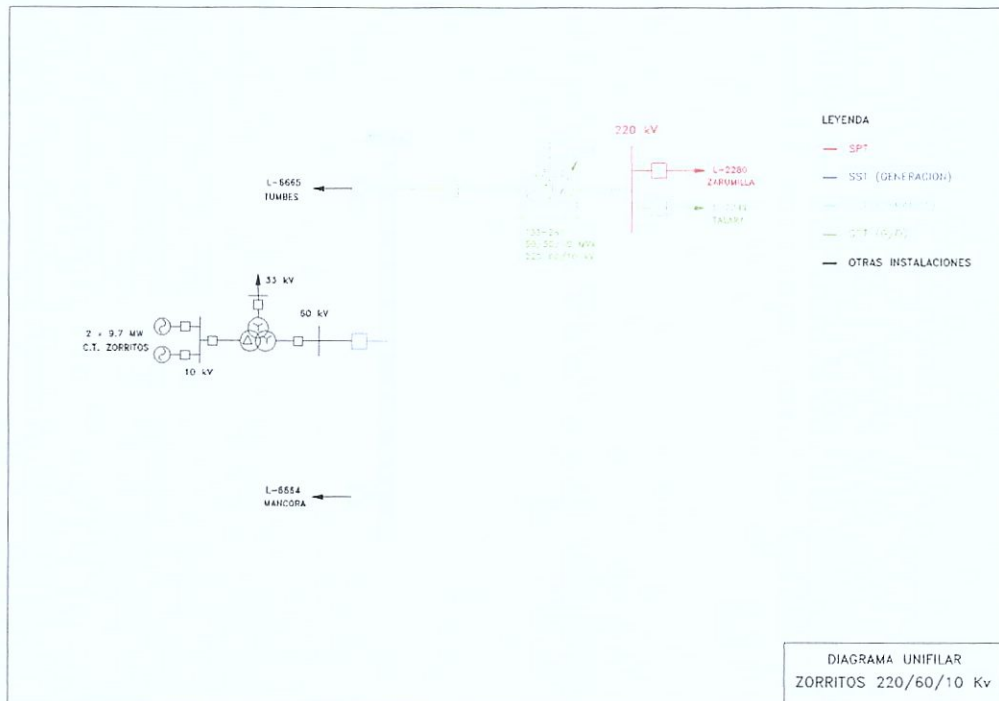












## 8.2. VNR DE LAS SUBESTACIONES

A continuación se muestran las hojas de cálculo utilizadas para determinar los VNR de las distintas subestaciones de REP.

### **8.3. FORMATOS DEL COYM**

A continuación se muestran los formatos utilizados para el cálculo del COyM.

---

#### **8.4. DOCUMENTOS UTILIZADOS PARA EL CÁLCULO DEL COYM**

Se ha utilizado la siguiente información adicional a la que se muestra en el resto del informe:

- a) Boletín de Estadísticas Ocupacionales del Ministerio de Trabajo
- b) Aportes al COES
- c) Dietas de Directores Electroperú (FONAFE)
- d) Tipo de Cambio – 31 de Octubre 2008
- e) IPPM – Octubre 2008