

ANEXO A

**PROPUESTA TARIFARIA DE REP, REGULACIÓN TARIFA EN
BARRA,**

MAYO 2012 – ABRIL 2013

Lima, 2 de noviembre de 2011

CS-138 -11011142

Ingeniero

Luis Velazco

Representante del Sub – Comité de Transmisores del COES

Sub – Comité de Transmisores del COES

Calle Juan De la Fuente N° 453 Urb. San Antonio
Miraflores.-

**Asunto: Información para el Estudio Transmisores COES para Fijación
Tarifaria 2012-2013**

Estimado ingeniero Velazco:

Me dirijo a usted, para hacerle llegar adjunto al presente, documentación para el Estudio de Fijación Tarifaria correspondiente al periodo de mayo 2012 a abril 2013.

Al respecto, se adjunta 01 CD conteniendo lo siguiente:

- Propuesta de Tarifas SPT de REP
- Propuesta de Tarifas SPT de CTM
- Propuesta de Tarifas SPT de Isa Perú

Sin otro particular, quedo de usted.

Atentamente,



Ing. Luis Lazo Velarde
Gerente de Negocios

Adj. Lo indicado





REP

**ESTUDIO DE TARIFAS DE REP – FIJACIÓN TARIFARIA
MAYO 2012 – ABRIL 2013**

Octubre 2011

ÍNDICE

1.	RESUMEN EJECUTIVO.....	1-2
1.1.	INTRODUCCIÓN	1-2
1.2.	OBJETIVO	1-2
1.3.	RESULTADOS VNR.....	1-3
1.4.	RESULTADOS COyM	1-5
2.	OBJETO	2-7
3.	BASE LEGAL.....	3-8
4.	METODOLOGÍA.....	4-9
4.1.	CRITERIOS Y PREMISAS DEL CÁLCULO DEL VNR.....	4-9
4.2.	CRITERIOS PARA EL COyM.....	4-9
4.2.1.	ESTRUCTURA DEL COyM.....	4-11
4.2.2.	COSTOS DIRECTOS DE MANTENIMIENTO (CDM).....	4-12
4.2.3.	COSTOS DIRECTOS DE OPERACIÓN (CDO).....	4-12
4.2.4.	COSTOS DE GESTIÓN (CDG).....	4-13
4.2.5.	COSTOS INDIRECTOS DE TRANSMISIÓN (CIT).....	4-14
5.	CÁLCULOS DEL VNR.....	5-17
5.1.	METODOLOGÍA	5-17
5.2.	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	5-17
5.3.	SUBESTACIONES.....	5-18
6.	CÁLCULOS DEL COyM.....	6-20
6.1.	COSTOS DIRECTOS DE MANTENIMIENTO (CDM).....	6-20
6.1.1.	CDM DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	6-21
6.1.2.	CDM DE SUBESTACIONES.....	6-23
6.1.3.	CDM DE MANTENIMIENTO.....	6-26
6.1.4.	CDM DEL CC Y TELECOMUNICACIONES.....	6-27
6.2.	COSTOS DIRECTOS DE OPERACIÓN (CDO).....	6-29
6.2.1.	CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS.....	6-29
6.2.2.	CDO DE SUBESTACIONES.....	6-30
6.2.3.	CDO DE CENTRO DE CONTROL.....	6-31
6.3.	COSTOS DE GESTIÓN (CDG).....	6-33
6.3.1.	COSTOS DE PERSONAL.....	6-33
6.3.2.	COSTOS NO PERSONALES.....	6-35
6.4.	COSTOS INDIRECTOS DE TRANSMISIÓN (CIT).....	6-37
6.4.1.	COSTOS DE SEGURIDAD.....	6-37
6.4.2.	COSTOS DE SEGUROS.....	6-37
6.4.3.	COSTOS ADMINISTRATIVOS DE TRANSMISIÓN.....	6-38
6.5.	RESULTADOS.....	6-39
7.	ANEXOS.....	7-40
7.1.	FORMATOS DEL COyM.....	7-40
7.2.	DOCUMENTOS UTILIZADOS PARA EL CÁLCULO DEL COyM.....	7-41

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 REP¹.

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 2012 – Abril 2013, REP requiere presentar al OSINERGMIN como parte de Estudio Técnico – Económico, la Actualización de su COyM (Costos de Operación y Mantenimiento) del Sistema Principal de Transmisión.

1.2. OBJETIVO

Actualizar el Costo de Operación y Mantenimiento (COyM), el cual es uno de los conceptos utilizados para establecer las compensaciones de los sistemas de transmisión de REP.

¹ 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.

1.3. RESULTADOS VNR

El VNR no requiere ser actualizado, así que se utilizarán los valores calculados por el OSINERGMIN en la anterior Fijación de Tarifas en Barra. En el Cuadro N° 1.4-1, se muestra el resumen del VNR del Sistema de Transmisión de REP.

Cuadro N° 1.3-1: Resultados VNR

Valor Nuevo de Reemplazo Sistema Total - REP			
	SPT	SST	Total
Líneas de Transmisión	78,476,650	396,638,142	475,114,792
Subestaciones	34,140,137	199,747,347	233,887,484
Control de Control	962,000	5,094,470	6,056,470
Total VNR	113,578,787	601,479,959	715,058,746

En los Cuadros N° 1.3-2 y 1.3-3, se muestran el VNR de las Líneas de Transmisión y de las Subestaciones, respectivamente.

Cuadro N° 1.3-2: 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	SISTEMA	VNR	VNR	
	S.E Inicio	S.E Llegada	NOMINAL (kV)		SPT	SST	TOTAL
					US\$	US\$	
L-2280	Zarumilla	Zorritos	220	SPT	3,097,110		3,097,110
L-2249	Zorritos	Talara	220	SST		8,332,758	8,332,758
L-2248	Talara	Flura Oeste	220	SPT	6,313,433		6,313,433
L-2238	Flura Oeste	Chiclayo Oeste	220	SST		12,845,220	12,845,220
L-2236	Chiclayo Oeste	Guadalupe	220	SPT	5,093,322		5,093,322
L-2234	Guadalupe	Trujillo Norte	220	SPT	6,286,062		6,286,062
L-2232	Trujillo Norte	Chimbote 1	220	SST		8,940,813	8,940,813
L-2233	Trujillo Norte	Chimbote 1	220	SST		9,386,220	9,386,220
L-2215	Chimbote 1	Paramonga Nueva	220	SPT	13,399,926		13,399,926
L-2216	Chimbote 1	Paramonga Nueva	220	SST		13,396,277	13,396,277
L-2213	Paramonga Nueva	Huacho	220	SPT	3,383,586		3,383,586
L-2214	Paramonga Nueva	Zapallal	220	SST		9,886,787	9,886,787
L-2212	Huacho	Zapallal	220	SPT	7,931,219		7,931,219
L-2242/2243	Zapallal	Ventanilla	220	SST		2,762,349	2,762,349
L-2244/2246	Ventanilla	Chavarría	220	SST		958,890	958,890
L-2246	Ventanilla	Chavarría	220	SST		1,956,675	1,956,675
L-2003/2004	Chavarría	Santa Rosa	220	SPT	726,252		726,252
L-2010/2011	Santa Rosa	San Juan	220	SST		3,426,077	3,426,077
L-2203/2204	Campo Armíño	Huancavelica	220	SST		12,055,020	12,055,020
L-2203/2231	Huancavelica	Independencia	220	SST		31,542,047	31,542,047
L-2201/2202	Campo Armíño	Pachachaca (*)	220	SST		33,782,135	33,782,135
L-2205/2206	Pachachaca (*)	San Juan	220	SST		22,326,959	22,326,959
L-2218/2219	Campo Armíño	Pachachaca	220	SST		30,209,680	30,209,680
L-2222/2223	Pachachaca	Callahuanca	220	SST		12,847,870	12,847,870
L-2220	Campo Armíño	Huayucachi	220	SST		12,264,129	12,264,129
L-2221	Huayucachi	Zapallal	220	SST		29,417,789	29,417,789
L-2094/2095	San Juan	Chilca	220	SST		15,139,310	15,139,310
L-2090	Chilca	Cantera	220	SST		23,333,455	23,333,455
L-2207	Cantera	Independencia	220	SST		20,903,674	20,903,674
L-2208	Chilca	Independencia	220	SST		11,227,014	11,227,014
L-2209	Independencia	Ica	220	SST		3,689,297	3,689,297
L-2211	Ica	Marcona	220	SST		10,361,316	10,361,316
L-1120	Paragsha II	Huanuco	138	SPT	6,024,723		6,024,723
L-1121	Huanuco	Tingo María	138	SPT	6,160,997		6,160,997
L-1122	Tingo María	Aucayacu	138	SST		3,088,885	3,088,885
L-1124	Aucayacu	Tocache	138	SST		7,245,294	7,245,294
L-1004	Quencoro	Dolorespata	138	SPT	560,744		560,744
L-1005	Quencoro	Tintaya	138	SST		12,681,282	12,681,282
L-1006	Tintaya	Azangaro	138	SPT	8,115,492		8,115,492
L-1007	Cachimayo	Abancay	138	SST		6,249,682	6,249,682
L-1008	Tintaya	Callalli	138	SST		6,256,179	6,256,179
L-1011	Azangaro	Julíaca	138	SST		5,080,303	5,080,303
L-1012	Julíaca	Puno	138	SST		2,620,660	2,620,660
L-1020	Santuario	Callalli	138	SST		5,411,627	5,411,627
L-1021/1022	Santuario	Socabaya	138	SST		3,110,020	3,110,020
L-1023/1024	Socabaya	Cerro Verde	138	SST		1,221,389	1,221,389
L-1025	Toquepala	Moquegua	138	SST		3,848,881	3,848,881
L-1026	Toquepala	Aricota	138	SST		3,454,124	3,454,124
L-1027	Toquepala	Mill Site	138	SST		30,984	30,984
L-1028	Cerro Verde	Oxidos	138	SST		18,591	18,591
L-1029	Cerro Verde	Reparticion	138	SPT	1,859,064		1,859,064
L-1030	Reparticion	Mollendo	138	SPT	3,573,103		3,573,103
L-6627	Marcona	San Nicolas	60	SST		565,626	565,626
L-6628	Marcona	San Nicolas	60	SST		565,626	565,626
L-6629	Marcona	Mina	60	SST		148,849	148,849
TOTAL					72,525,033	402,589,759	475,114,792

Cuadro N° 1.3-3: VNR de Subestaciones

N°	SUBESTACIÓN	Moneda	Moneda	Costo	Total VNR	Total VNR REP	VNR SPT REP
		Extranjera	Nacional	Cobre	(US\$)	(US\$)	(US\$)
1	Zorritos	1,440,806	3,860,475	250,284	5,551,564	5,551,564	700,954
2	Talara	1,590,415	3,834,352	219,576	5,644,343	5,147,414	1,484,789
3	Piura Oeste	4,994,025	7,476,280	738,225	13,208,529	12,395,162	1,143,328
4	Chiclayo Oeste	3,659,358	7,922,000	436,590	12,017,948	11,434,353	3,948,703
5	Guadalupe	2,321,807	5,594,668	340,633	8,257,108	7,932,803	7,222,044
6	Trujillo Norte	5,401,842	12,431,449	740,103	18,573,394	17,436,909	3,930,650
7	Chimbote 1	9,153,768	5,828,693	706,205	15,688,666	11,615,283	1,005,219
8	Paramonga Nueva	3,198,636	5,905,403	316,060	9,420,099	8,391,463	2,255,354
9	Huacho	964,134	2,641,503	177,228	3,782,865	3,782,865	885,666
10	Zapallal	1,712,388	1,841,080	16,583	3,570,051	3,570,051	714,010
11	Ventanilla	6,070,857	4,226,735	569,447	10,867,039	4,149,415	
12	Chavarría	12,461,266	11,789,946	1,145,302	25,396,514	4,700,924	1,170,256
13	Santa Rosa	7,433,193	14,639,881	1,240,829	23,313,903	5,224,370	1,118,125
14	San Juan	10,017,248	10,728,019	882,300	21,627,568	12,010,229	4,032,674
15	Chilca	3,748,055	4,377,467	39,751	8,165,273	6,280,979	
16	Independencia	4,568,764	8,213,594	447,734	13,230,092	11,799,834	
17	Ica	1,692,729	5,651,569	433,830	7,778,128	7,778,128	
18	Marcona	2,040,951	6,738,580	511,480	9,291,012	9,030,194	
19	San Nicolás	631,456	3,263,566	287,761	4,182,784	4,075,058	
20	Callahuanca	1,274,452	1,672,768	5,617	2,952,837	2,952,837	
21	Pachachaca (*)	4,656,097	3,689,722	29,671	8,375,489	7,537,940	837,549
22	Huayucachi	1,658,197	4,768,772	338,430	6,765,399	6,543,800	
23	Huancavelica	1,218,418	2,741,954	133,082	4,093,454	4,093,454	
24	Paragsha II	4,685,426	3,711,000	374,209	8,770,635	1,595,454	398,863
25	Huánuco	770,368	2,368,394	125,424	3,264,186	3,195,264	814,984
26	Tingo María	2,431,876	7,057,665	485,787	9,975,328	4,803,725	405,953
27	Aucayacu	458,157	1,593,710	69,145	2,121,013	2,121,013	
28	Tocache	264,178	1,417,444	68,587	1,750,209	1,750,209	
29	Abancay	557,567	2,046,584	120,523	2,724,674	294,606	
30	Ayaviri	304,304	1,485,716	72,067	1,862,086	1,862,086	
31	Azángaro	2,298,900	4,614,134	239,421	7,152,455	5,133,886	
32	Cachimayo	868,196	2,250,187	107,870	3,226,253	359,807	
33	Callalli	944,689	2,486,494	127,505	3,558,688	779,990	
34	Cerro Verde	871,784	1,280,743	9,550	2,162,077	2,162,077	540,519
35	Combapata	585,219	1,795,059	77,949	2,458,227	2,355,746	
36	Juliaca	1,665,618	5,159,458	356,185	7,181,261	7,181,261	
37	Mollendo	855,608	4,729,384	393,344	5,978,336	274,460	274,460
38	Moquegua	3,982,895	7,853,160	382,881	12,218,937	420,247	
39	Puno	1,192,516	4,214,883	302,999	5,710,397	2,823,003	
40	Quencoro	1,455,846	3,942,623	229,251	5,627,719	4,087,718	440,076
41	Repartición	1,266,270	3,002,033	157,074	4,425,377	715,396	715,396
42	Santuario	1,602,193	6,210,413	430,487	8,243,093	1,294,341	
43	Socabaya	10,107,498	11,268,343	1,139,907	22,515,748	9,060,289	
44	Tintaya	2,089,564	4,420,991	266,536	6,777,092	5,448,555	1,679,271
45	Toquepala	593,427	2,026,999	112,895	2,733,321	2,733,321	
TOTAL (US\$)		131,760,958	224,773,896	15,656,316	372,191,170	233,887,484	35,718,843

1.4. RESULTADOS COYM

En el Cuadro N° 1.4-1, se muestra el resumen del COyM del Sistema de Transmisión de REP.

Cuadro N° 1.4-1: Resultados del COyM de REP (US\$)

	TIPO DE SISTEMA		TOTAL
	PRINCIPAL	SECUNDARIO	
OPERACIÓN	245,136	1,382,617	1,627,753
Operación CC	57,095	236,954	294,049
Operación de Subestaciones	188,041	1,145,663	1,333,703
MANTENIMIENTO	1,543,980	5,316,986	6,860,966
Líneas de Transmisión	1,146,556	3,207,132	4,353,688
Subestaciones	317,819	1,779,480	2,097,298
Mantenimiento CC Y TEL	79,605	330,375	409,980
GESTIÓN	2,361,325	12,504,746	14,866,070
Personal	1,226,881	6,497,059	7,723,940
No Personales	1,134,444	6,007,687	7,142,131
Costos No Personales sin Seguros	819,979	4,342,371	5,162,350
SEGUROS	314,465	1,665,316	1,979,781
SEGURIDAD	200,796	1,040,781	1,241,577
COSTOS INICIALES			
Sub Total COyM	4,351,236	20,245,130	24,596,366
VNR	113,578,787	601,479,959	715,058,746
COyM/VNR	3.83%	3.37%	3.44%

(*) Se mantiene vigente el VNR de Mayo 2011

2. OBJETO

El presente Estudio tiene por objeto actualizar los 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 2012 – Abril 2013.

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, N° 027-2009-OS/CD y N° 012-2010-OS/CD Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión y sus actualizaciones.
- Resolución OSINERGMIN N° 775-2007-OS/CD "Procedimiento para Fijación de Precios Regulados"

4. METODOLOGÍA

4.1. CRITERIOS Y PREMISAS DEL CÁLCULO DEL VNR

Se utilizará el VNR aprobado por el OSINERGMIN en la Fijación de Tarifas en Barra del periodo Mayo 2011 – Abril 2012, ya que este año aún no requiere de actualización.

4.2. 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 establecidos por OSINERGMIN.
- 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, 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.

4.2.1. 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 01.

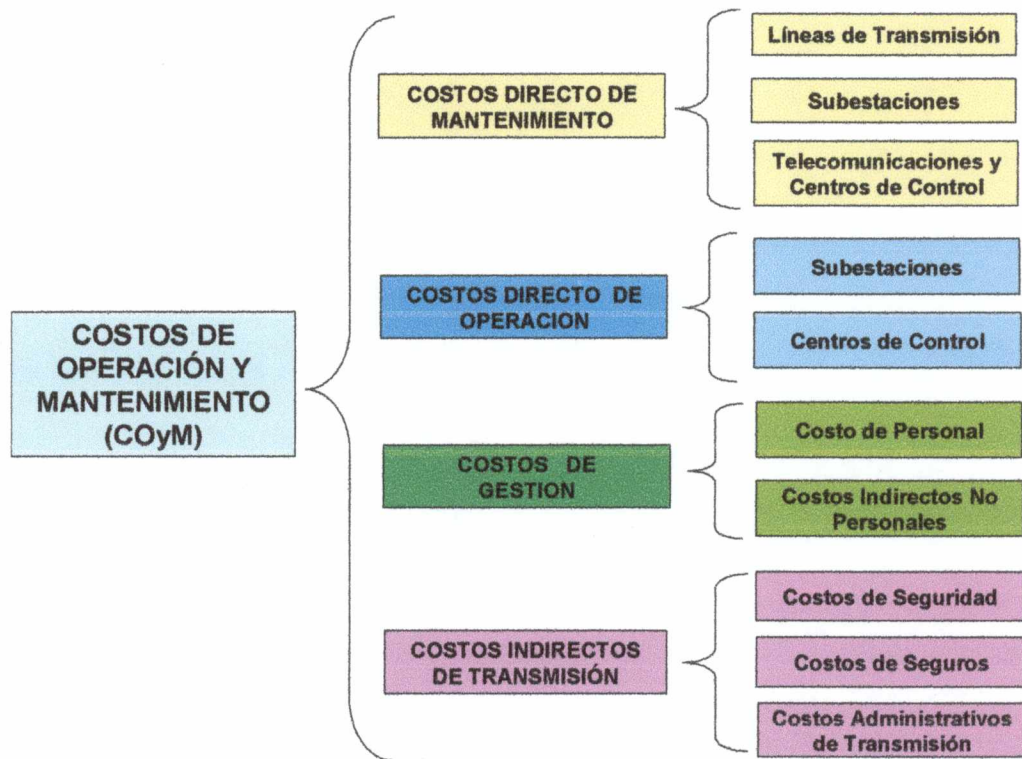


Figura 01

4.2.2.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.

4.2.3.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.

4.2.4.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 establecidos por el Decreto Ley N° 25844 y que tengan incidencia directa o por asignación en la empresa modelo de transmisión.

4.2.5.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 (multirisgo), 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.

5. CÁLCULOS DEL VNR

5.1. METODOLOGÍA

Se utilizó la información que se señaló en el capítulo anterior, por lo que no se realizó cálculo alguno.

5.2. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

En el Cuadro N° 5.2-1 se observan los valores de estas instalaciones.

Cuadro N° 5.2-1: 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	SISTEMA	VNR	VNR	VNR
	S.E Inicio	S.E Llegada	NOMINAL		SPT	SST	TOTAL
			(kV)		US\$	US\$	US\$
L-2280	Zarumilla	Zorritos	220	SPT	3,097,110		3,097,110
L-2249	Zorritos	Talara	220	SST		8,332,758	8,332,758
L-2248	Talara	Plura Oeste	220	SPT	6,313,433		6,313,433
L-2238	Plura Oeste	Chiclayo Oeste	220	SST		12,845,220	12,845,220
L-2236	Chiclayo Oeste	Guadalupe	220	SPT	5,093,322		5,093,322
L-2234	Guadalupe	Trujillo Norte	220	SPT	6,286,062		6,286,062
L-2232	Trujillo Norte	Chimbote 1	220	SST		8,940,813	8,940,813
L-2233	Trujillo Norte	Chimbote 1	220	SST		9,386,220	9,386,220
L-2215	Chimbote 1	Paramonga Nueva	220	SPT	13,399,926		13,399,926
L-2216	Chimbote 1	Paramonga Nueva	220	SST		13,396,277	13,396,277
L-2213	Paramonga Nueva	Huacho	220	SPT	3,383,586		3,383,586
L-2214	Paramonga Nueva	Zapallal	220	SST		9,886,787	9,886,787
L-2212	Huacho	Zapallal	220	SPT	7,931,219		7,931,219
L-2242/2243	Zapallal	Ventanilla	220	SST		2,762,349	2,762,349
L-2244/2245	Ventanilla	Chavarría	220	SST		958,890	958,890
L-2246	Ventanilla	Chavarría	220	SST		1,956,675	1,956,675
L-2003/2004	Chavarría	Santa Rosa	220	SPT	726,252		726,252
L-2010/2011	Santa Rosa	San Juan	220	SST		3,426,077	3,426,077
L-2203/2204	Campo Armíño	Huancavelica	220	SST		12,055,020	12,055,020
L-2203/2231	Huancavelica	Independencia	220	SST		31,542,047	31,542,047
L-2201/2202	Campo Armíño	Pachachaca (*)	220	SST		33,782,135	33,782,135
L-2205/2206	Pachachaca (*)	San Juan	220	SST		22,326,959	22,326,959
L-2218/2219	Campo Armíño	Pachachaca	220	SST		30,209,680	30,209,680
L-2222/2223	Pachachaca	Callehuanca	220	SST		12,847,870	12,847,870
L-2220	Campo Armíño	Huayucachi	220	SST		12,264,129	12,264,129
L-2221	Huayucachi	Zapallal	220	SST		29,417,789	29,417,789
L-2094/2095	San Juan	Chilca	220	SST		15,139,310	15,139,310
L-2090	Chilca	Cantera	220	SST		23,333,455	23,333,455
L-2207	Cantera	Independencia	220	SST		20,903,674	20,903,674
L-2208	Chilca	Independencia	220	SST		11,227,014	11,227,014
L-2209	Independencia	Ica	220	SST		3,689,297	3,689,297
L-2211	Ica	Marcona	220	SST		10,361,316	10,361,316
L-1120	Paragsha II	Huanuco	138	SPT	6,024,723		6,024,723
L-1121	Huanuco	Tingo María	138	SPT	6,160,997		6,160,997
L-1122	Tingo María	Aucayacu	138	SST		3,088,885	3,088,885
L-1124	Aucayacu	Tocache	138	SST		7,245,294	7,245,294
L-1004	Quencoro	Dolorespata	138	SPT	560,744		560,744
L-1005	Quencoro	Tintaya	138	SST		12,681,282	12,681,282
L-1006	Tintaya	Azangaro	138	SPT	8,115,492		8,115,492
L-1007	Cachimayo	Abancay	138	SST		6,249,682	6,249,682
L-1008	Tintaya	Callalli	138	SST		6,256,179	6,256,179
L-1011	Azangaro	Julica	138	SST		5,080,303	5,080,303
L-1012	Julica	Puno	138	SST		2,620,660	2,620,660
L-1020	Santuario	Callalli	138	SST		5,411,627	5,411,627
L-1021/1022	Santuario	Socabaya	138	SST		3,110,020	3,110,020
L-1023/1024	Socabaya	Cerro Verde	138	SST		1,221,389	1,221,389
L-1025	Toquepala	Moquegua	138	SST		3,848,881	3,848,881
L-1026	Toquepala	Aricota	138	SST		3,454,124	3,454,124
L-1027	Toquepala	Mill Site	138	SST		30,984	30,984
L-1028	Cerro Verde	Oxidos	138	SST		18,591	18,591
L-1029	Cerro Verde	Reparticion	138	SPT	1,859,064		1,859,064
L-1030	Reparticion	Mollendo	138	SPT	3,573,103		3,573,103
L-6627	Marcona	San Nicolas	60	SST		565,626	565,626
L-6628	Marcona	San Nicolas	60	SST		565,626	565,626
L-6629	Marcona	Mina	60	SST		148,849	148,849
TOTAL					72,526,033	402,588,768	475,114,792

5.3. SUBESTACIONES

En el Cuadro N° 5.3-1 se observan los valores de estas instalaciones.

Cuadro N° 5.3-1: Resultados para las Subestaciones

N°	SUBESTACIÓN	Moneda	Moneda	Costo	Total VNR	Total VNR REP	VNR SPT REP
		Extranjera	Nacional	Cobre	(US\$)	(US\$)	(US\$)
1	Zorritos	1,440,806	3,860,475	250,284	5,551,564	5,551,564	700,954
2	Talara	1,590,415	3,834,352	219,576	5,644,343	5,147,414	1,484,789
3	Flora Oeste	4,994,025	7,476,280	738,225	13,208,529	12,395,162	1,143,328
4	Chiclayo Oeste	3,659,358	7,922,000	436,590	12,017,948	11,434,353	3,948,703
5	Guadalupe	2,321,807	5,594,668	340,633	8,257,108	7,932,803	7,222,044
6	Trujillo Norte	5,401,842	12,431,449	740,103	18,573,394	17,436,909	3,930,650
7	Chimbote 1	9,153,768	5,828,693	706,205	15,688,666	11,615,283	1,005,219
8	Paramonga Nueva	3,198,636	5,905,403	316,060	9,420,099	8,391,463	2,255,354
9	Huacho	964,134	2,641,503	177,228	3,782,865	3,782,865	885,666
10	Zepallal	1,712,368	1,841,080	16,583	3,570,051	3,570,051	714,010
11	Ventanilla	6,070,857	4,226,735	569,447	10,867,039	4,149,415	
12	Chavarría	12,461,266	11,789,946	1,145,302	25,396,514	4,700,924	1,170,256
13	Santa Rosa	7,433,193	14,639,881	1,240,829	23,313,903	5,224,370	1,118,125
14	San Juan	10,017,248	10,728,019	882,300	21,627,568	12,010,229	4,032,674
15	Chilca	3,748,055	4,377,467	39,751	8,165,273	6,280,979	
16	Independencia	4,568,764	8,213,594	447,734	13,230,092	11,799,834	
17	Ica	1,692,729	5,651,569	433,830	7,778,128	7,778,128	
18	Marcona	2,040,951	6,738,580	511,480	9,291,012	9,030,194	
19	San Nicolás	631,456	3,263,566	287,761	4,182,784	4,075,058	
20	Callahuanca	1,274,452	1,672,768	5,617	2,952,837	2,952,837	
21	Pachachaca (*)	4,656,097	3,689,722	29,671	8,375,489	7,537,940	837,549
22	Huayucachi	1,658,197	4,768,772	338,430	6,765,399	6,543,800	
23	Huancavelca	1,218,418	2,741,964	133,082	4,093,454	4,093,454	
24	Paragsha I	4,685,426	3,711,000	374,209	8,770,635	1,595,454	398,863
25	Huánuco	770,368	2,368,394	125,424	3,264,186	3,195,264	814,984
26	Tingo María	2,431,876	7,057,665	485,787	9,975,328	4,803,725	405,953
27	Aucayacu	458,157	1,593,710	69,145	2,121,013	2,121,013	
28	Tocache	264,178	1,417,444	68,587	1,750,209	1,750,209	
29	Abancay	557,567	2,046,584	120,523	2,724,674	294,606	
30	Ayaviri	304,304	1,485,716	72,067	1,862,086	1,862,086	
31	Azángaro	2,298,900	4,614,134	239,421	7,152,455	5,133,866	
32	Cachimayo	868,196	2,250,187	107,870	3,226,253	359,807	
33	Callalli	944,689	2,486,494	127,505	3,558,688	779,990	
34	Cerro Verde	871,784	1,280,743	9,550	2,162,077	2,162,077	540,519
35	Corbapata	585,219	1,795,059	77,949	2,458,227	2,355,748	
36	Juliaca	1,665,618	5,159,458	356,185	7,181,261	7,181,261	
37	Mollendo	855,608	4,729,384	393,344	5,978,336	274,460	274,460
38	Moquegua	3,982,895	7,853,160	382,881	12,218,937	420,247	
39	Puno	1,192,516	4,214,883	302,999	5,710,397	2,823,003	
40	Quencoro	1,455,846	3,942,623	229,251	5,627,719	4,087,718	440,076
41	Repartición	1,266,270	3,002,033	157,074	4,425,377	715,396	715,396
42	Santuario	1,602,193	6,210,413	430,487	8,243,093	1,294,341	
43	Socabaya	10,107,498	11,268,343	1,139,907	22,515,748	9,060,289	
44	Tintaya	2,089,564	4,420,991	266,536	6,777,092	5,448,555	1,679,271
45	Toquepala	593,427	2,026,999	112,895	2,733,321	2,733,321	
	TOTAL (US\$)	131,760,958	224,773,896	15,656,316	372,191,170	233,887,484	35,718,843

6. CÁLCULOS DEL COyM

6.1. 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 02, se observa un flujo de actividades de la manera de asignar el costo de mantenimiento.

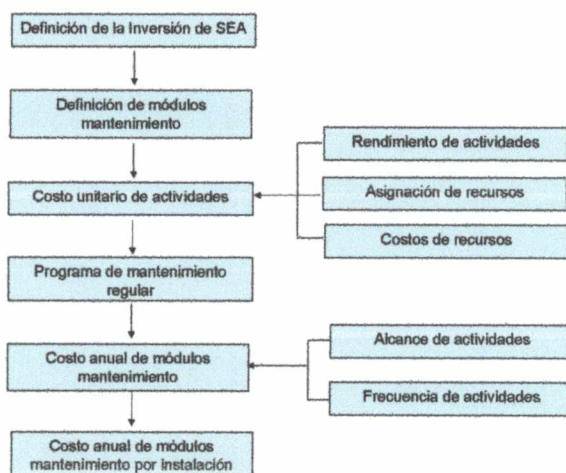


Figura 02

6.1.1.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 03.

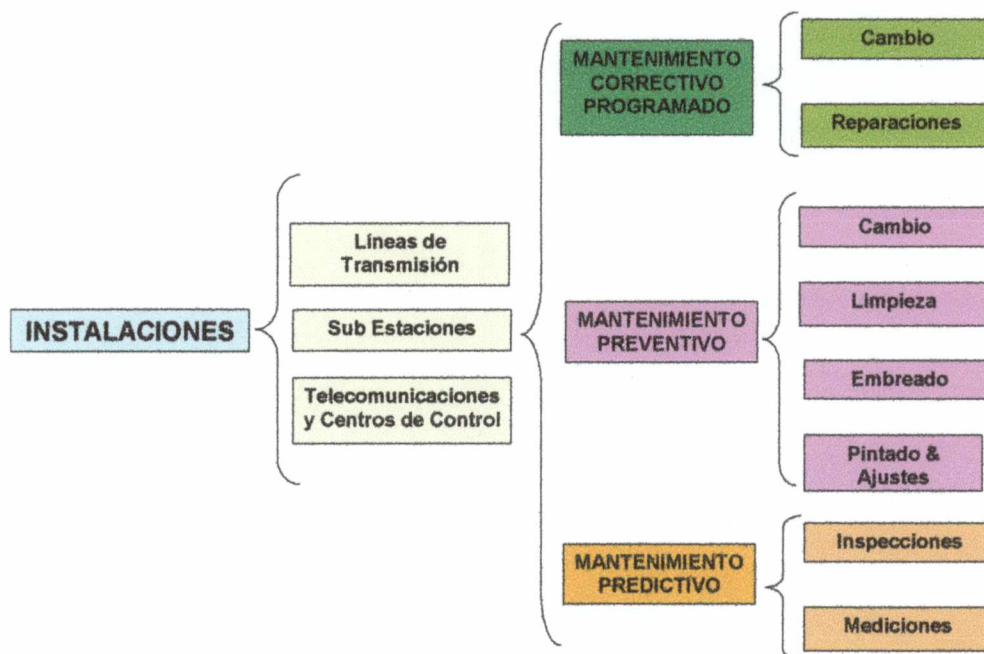


Figura 03

- 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° 6.1-1.

Cuadro N° 6.1-1: Procesos y Actividades de Mantenimiento de LLTT

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

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

RESULTADOS

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

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

6.1.2.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° 6.1-2.

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

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

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

Cuadro N° 6.1-2: 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 Celda Línea 220 kV y Transformadores 138 y 220 kV	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Integral de Interruptores
	Mantenimiento Predictivo	Mantenimiento Integral de Seccionadores
Mantenimiento Celda Compensación 220 kV	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Tablero de Control, Medición y Protección
		Mantenimiento Electromecánico Celda de Línea
		Prueba de Transformador de Medida
		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
		Mantenimiento Electromecánico Celda de Compensación
	Mantenimiento Correctivo Programado	Mantenimiento Tablero de Control, Medición y Protección
		Pintado de Reactor
		Medición de Puntos Calientes
Mantenimiento de Transformador de Potencia	Mantenimiento Preventivo	Pruebas de Interruptores
		Pruebas de Seccionadores
		Pruebas Eléctricas del Reactor
	Mantenimiento Predictivo	Análisis Físico Químico y Cromatográfico de Aceites
		Prueba de Transformador de Medida
		Mantenimiento Integral de Interruptores
	Mantenimiento Correctivo Programado	Mantenimiento Integral de Seccionadores
		Mantenimiento Integral del Reactor
		Regeneración de Aceite Aislante
		Mantenimiento Electromecánico del Transformador
Mantenimiento de Servicios Auxiliares	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Equipos de Medición
		Mantenimiento de Equipos de Protección
		Mantenimiento Sistema de Control y Señalización
	Mantenimiento Correctivo Programado	Pintado del Transformador
		Análisis Físico Químico y Cromatográfico de Aceites
		Pruebas Eléctricas del Transformador
Mantenimiento de Edificios	Mantenimiento Preventivo	Regeneración de Aceite Aislante
		Mantenimiento Integral del Transformador
		Mantenimiento Mayor Conmutador Bajo Carga
		Mantenimiento Banco de Baterías
Mantenimiento de Seguridad	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Cargador de Baterías
	Mantenimiento Predictivo	Mantenimiento Tablero de Servicios Auxiliares
Mantenimiento Sistema de Puesta a Tierra	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Integral Transformador SS AA
	Mantenimiento Predictivo	Mantenimiento Cerco Perimetral
Mantenimiento de Edificios	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Ductos y Canaletas
		Mantenimiento Edificios de Control
		Mantenimiento Sistema Suministro de Agua
		Mantenimiento Sistema de Iluminación
		Pintado de Estructuras y Pórticos
		Fumigación de Canaletas y Cajas de Interconexión
		Fumigación de Ambientes
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.

6.1.3.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, Huánuco, 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.

6.1.4.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° 6.1-3.

Cuadro N° 6.1-3: 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 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.

6.2. 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 04, se muestra la composición de los costos de operación.

6.2.1. 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.

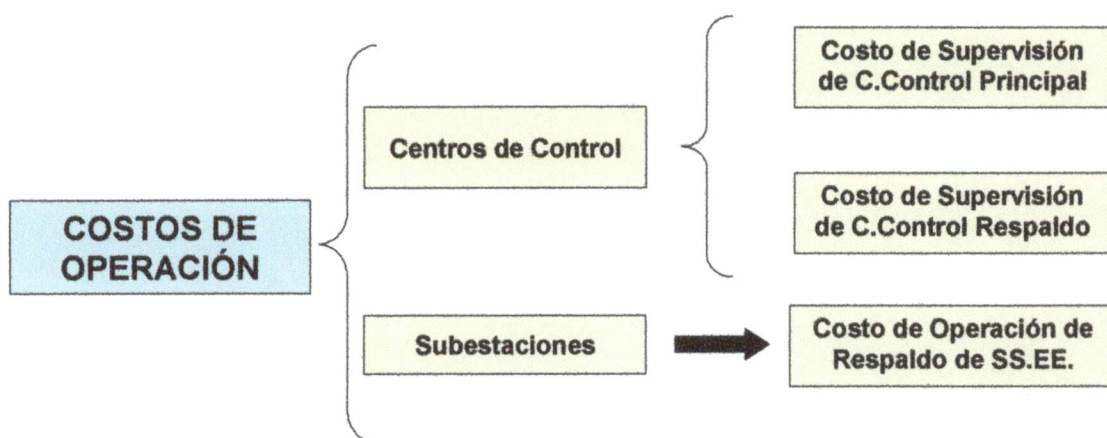


Figura 04

6.2.2.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° 6.2-1.

Cuadro N° 6.2-1: 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.

6.2.3.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 05.



Figura 05

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° 6.2-2 se muestra la relación de procesos y actividades considerados para la operación del centro de control.

Cuadro N° 6.2-2: 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/máquina
7	Cambio de turnos	Cambio de turnos
8	Evaluación y análisis post-operativos	Estadísticas de la red Realizar análisis de fallas Preparación de informes Sustentaciones ante COES y OSINERG
9	Preparación de informes técnicos	Informes por la NTCSE Plan de Expansión de la Red Indicadores operativos de la red de transmisión
10	Procesamiento de contadores de energía	Administración de bases de datos de contadores Recuperación de datos por teleproceso Preparación de información para transferencias

6.3. 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.

6.3.1. 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 2009 – Electricidad y Agua (PEEL – Ministerio de Trabajo, que se encuentra en el Anexo 7.2. a)

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.

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.

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.

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 06.

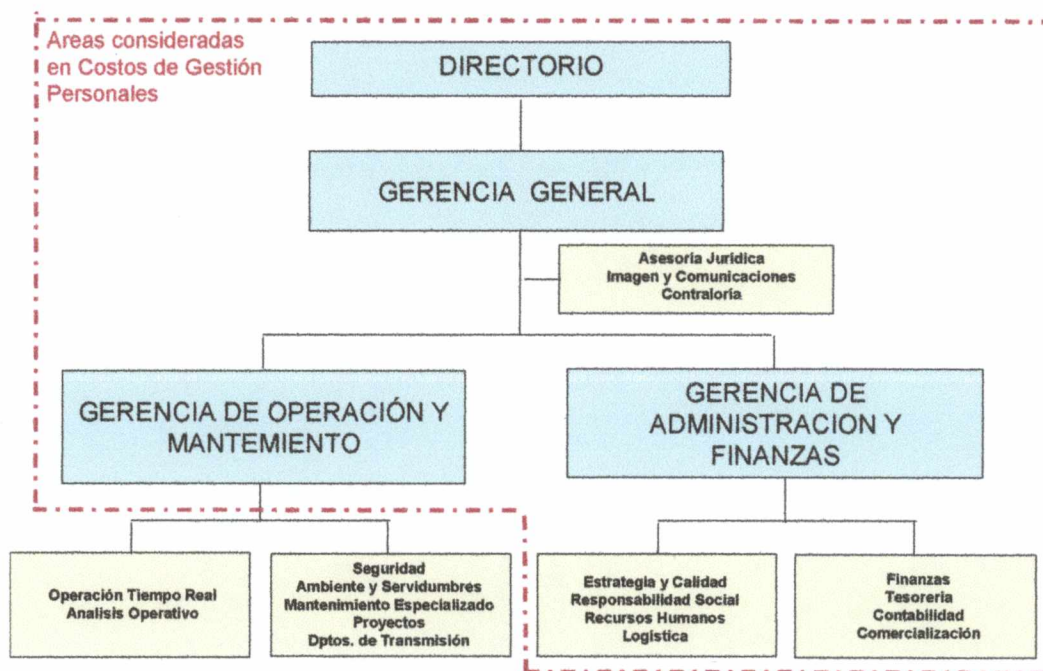


Figura 06

6.3.2.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 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 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.

6.4. COSTOS INDIRECTOS DE TRANSMISIÓN (CIT)

6.4.1.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.

6.4.2.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.

6.4.3.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.

6.5. RESULTADOS

En resumen del COyM de la empresa modelo del Sistema de Transmisión de REP se aprecia en el Cuadro N° 6.5-1.

Cuadro N° 6.5-1: Resumen del Costo de Operación y Mantenimiento (US\$)

	TIPO DE SISTEMA		TOTAL
	PRINCIPAL	SECUNDARIO	
OPERACIÓN	245,136	1,382,617	1,627,753
Operación CC	57,095	236,954	294,049
Operación de Subestaciones	188,041	1,145,663	1,333,703
MANTENIMIENTO	1,543,980	5,316,986	6,860,966
Líneas de Transmisión	1,146,556	3,207,132	4,353,688
Subestaciones	317,819	1,779,480	2,097,298
Mantenimiento CC Y TEL	79,605	330,375	409,980
GESTIÓN	2,361,325	12,504,746	14,866,070
Personal	1,226,881	6,497,059	7,723,940
No Personales	1,134,444	6,007,687	7,142,131
Costos No Personales sin Seguros	819,979	4,342,371	5,162,350
SEGUROS	314,465	1,665,316	1,979,781
SEGURIDAD	200,796	1,040,781	1,241,577
COSTOS INICIALES			
Sub Total COyM	4,351,236	20,245,130	24,596,366
VNR	113,578,787	601,479,959	715,058,746
COyM/VNR	3.83%	3.37%	3.44%

(*) Se mantiene vigente el VNR de Mayo 2011

En el Anexo 7.1 se muestran las hojas de cálculo utilizadas para la elaboración del presente capítulo.

7. ANEXOS

7.1. FORMATOS DEL COYM

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

7.2. 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 – 30 de Setiembre 2011
- e) IPPM – Setiembre 2011
- f) IPC



REP

**PROPUESTA TARIFARIA DE REP
REGULACIÓN TARIFA EN BARRA MAYO 2012- ABRIL 2013**

Octubre 2011

INFORME

PROPUESTA TARIFARIA DE RED DE ENERGÍA DEL PERÚ REGULACIÓN DE TARIFAS EN BARRA MAYO 2012- ABRIL 2013

1 OBJETIVO

El presente informe tiene como objetivo determinar las Tarifas del Sistema Principal de Transmisión de REP correspondiente al Periodo Tarifario Mayo 2012 - Abril 2013, 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.

Ampliación N° 5

- Con fecha 21 de enero de 2009, las Partes suscribieron la Quinta Cláusula Adicional por Ampliaciones (en adelante Quinta Cláusula Adicional), en la cual se acuerda la ejecución de la Ampliación N° 5 que comprende el Proyecto "Ampliación de Capacidad de Transformación de las Subestaciones: Quencoro, Azángaro, Trujillo Norte, Piura Oeste, y Tingo María; adecuación para la conexión del Proyecto Tocache – Bellavista y Ampliación de la Barra de 60 kV de la Subestación Independencia".

Ampliación N° 6

- Con fecha 30 de noviembre de 2009, las Partes suscribieron la Sexta Cláusula Adicional por Ampliaciones (en adelante Sexta Cláusula Adicional), en la cual se acuerda la ejecución de la Ampliación N° 6 que comprende el Proyecto “Segundo Circuito Línea de Transmisión 220 Kv Chiclayo Oeste – Piura Oeste y Ampliación de las subestaciones asociadas”.

Ampliación N° 7

- Con fecha 12 de mayo de 2010, las Partes suscribieron la Séptima Cláusula Adicional por Ampliaciones (en adelante Séptima Cláusula Adicional), en la cual se acuerda la ejecución de la Ampliación N° 7 que comprende el Proyecto “Adecuación Integral de las Subestaciones: Chavarria, San Juan, Santa Rosa, Ventanilla y Zapallal”.

Ampliación N° 8

- Con fecha 12 de mayo de 2010, las Partes suscribieron la Octava Cláusula Adicional por Ampliaciones (en adelante Octava Cláusula Adicional), en la cual se acuerda la ejecución de la Ampliación N° 8 que comprende el Proyecto “Ampliación de la capacidad de transmisión a 180 MVA de las líneas de Transmisión en 220 Kv Independencia – Ica (L-2209) e Ica – Marcona (L-2211)”.

Ampliación N° 9

- Con fecha 12 de noviembre de 2010, las Partes suscribieron la Novena Cláusula Adicional por Ampliaciones (en adelante Novena Cláusula Adicional), en la cual se acuerda la ejecución de la Ampliación N° 9 que comprende el Proyecto “Segundo circuito Línea de Transmisión 220 kV Chiclayo Oeste – Guadalupe – Trujillo Norte y Ampliación de las Subestaciones Asociadas”, “Ampliación de la capacidad de transmisión del circuito existente 220 kV Chiclayo Oeste – Guadalupe – Trujillo Norte” y “Ampliación de la capacidad de Transformación de las Subestaciones: Huacho y Chiclayo Oeste”.

Ampliación N° 10

- Con fecha 15 de junio de 2011, las Partes suscribieron la Décima Cláusula Adicional por Ampliaciones (en adelante Décima Cláusula Adicional), en la cual se acuerda la ejecución de la Ampliación N° 10 que comprende la "Implementación del Reactor Serie entre las barras de 220 kV de las Subestaciones Chilca Nueva y Chilca REP y de la Resistencia de neutro del Autotransformador e la SE Chilca 500/220 kV" y " Segunda etapa de ampliación de la Subestación Independencia 60 kV".

Ampliación N° 11

- Con fecha 15 de junio de 2011, las Partes suscribieron la Undécima Cláusula Adicional por Ampliaciones (en adelante Undécima Cláusula Adicional), en la cual se acuerda la ejecución de la Ampliación N° 11 que comprende "Cambio de la configuración en 220 kV de Barra simple a doble Barra de la SE Pomacocha", "Ampliación de la capacidad de transmisión de la LT 220 kV Pachachaca – Pomacocha de 152 MVA a 250 MVA" y "Cambio de configuración en 138 kV de Barra simple a doble barra de la Subestación Tintaya".

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 Concesionaria¹, 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 Secundarios de Transmisión no considerados en el párrafo anterior.”*

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

4 METODOLOGÍA DE CALCULO Y RECAUDACIÓN DE LOS INGRESOS

4.1 REMUNERACIÓN ANUAL (RA)²

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:

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

RA₁(n): Que se pagará mediante compensaciones mensuales que serán facturadas a los titulares de generación.

RA₂(n): Que estará a su vez compuesta por:

- RA_{SS_T}: 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_{SPT}: 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.

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 RA₁(n), a ser establecido por el

² 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.

OSINERGMIN, deberá ser asumido por los titulares de generación en función del uso físico que realicen dichas instalaciones de transmisión.

La $RA_1(n)$ 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 $RA_2(n)$, será establecido por el OSINERGMIN como la diferencia entre la $RA(n)$ y la $RA_1(n)$.

El pago de la $RA_2(n)$ será asumido por los consumidores del sistema eléctrico interconectado nacional, de acuerdo al procedimiento que se indica a continuación:

- a) Se determina las compensaciones³ correspondientes a las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión de aplicación a la demanda $RA_{SST}(n)$, de conformidad con las leyes aplicables y

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

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 compensaciones⁴ 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 $RA_{SST}(n) + RA_{SPT}(n)$.
- 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 Less Food and Energy” (serie ID: WPSSOP3500) publicado por el Departamento del Trabajo del Gobierno de Estados Unidos de América.

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

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 Concesión⁵ 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 su vencimiento con anterioridad a dicha fecha, dicha remuneración será considerada parte de la RAG.

⁵ Modificado mediante la Adenda suscrita el 7 de agosto de 2007.

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 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 RA₁(n) y la RA_{SPT}(n) más la cantidad percibida por la RA_{SST}(n).

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

RA₁(n) : Remuneración correspondiente a compensaciones facturables a los titulares de generación.

RA_{SPT}(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_{SST}(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) si 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.

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 2012-Abril 2013

5.1.1 Liquidación Anual de ingresos

	Periodo 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	2011-05	14/06/2011	2.763	12,665,652.69	8,742,184.53	21,407,837.22	0.00	21,407,837.22	7,748,040.98	8,596,237.97
2	2011-06	14/07/2011	2.742	12,624,220.16	8,539,047.03	21,163,267.19	0.00	21,163,267.19	7,718,186.43	8,482,625.30
3	2011-07	12/08/2011	2.742	12,674,320.28	8,567,339.02	21,241,659.30	0.00	21,241,659.30	7,746,775.82	8,434,017.65
4	2011-08	14/09/2011	2.731	12,729,421.45	7,392,324.71	20,121,746.16	0.00	20,121,746.16	7,367,904.12	7,946,135.76
5	2011-09	14/10/2011	2.721	12,782,236.87	2,097,136.95	14,879,373.82	0.00	14,879,373.82	5,468,347.60	5,842,068.25
6	2011-10	14/10/2011	2.721	12,782,236.87	6,870,757.40	19,652,994.27	0.00	19,652,994.27	7,222,710.13	7,643,797.92
7	2011-11	14/10/2011	2.721	12,782,236.87	6,870,757.40	19,652,994.27	0.00	19,652,994.27	7,222,710.13	7,571,949.26
8	2011-12	14/10/2011	2.721	12,782,236.87	6,870,757.40	19,652,994.27	0.00	19,652,994.27	7,222,710.13	7,500,775.95
9	2012-01	14/10/2011	2.721	12,782,236.87	6,870,757.40	19,652,994.27	0.00	19,652,994.27	7,222,710.13	7,430,271.64
10	2012-02	14/10/2011	2.721	12,782,236.87	6,870,757.40	19,652,994.27	0.00	19,652,994.27	7,222,710.13	7,360,430.04
11	2012-03	14/10/2011	2.721	12,782,236.87	6,870,757.40	19,652,994.27	0.00	19,652,994.27	7,222,710.13	7,291,244.93
12	2012-04	14/10/2011	2.721	12,782,236.87	6,870,757.40	19,652,994.27	0.00	19,652,994.27	7,222,710.13	7,222,710.13
91,322,265.80										

RA a Liquidar Año 10 (Res. 102-2011-OS/CD) (US\$)	Recalculo RA a Liquidar Año 10 (US\$)	Valor actualizado de los montos facturados (US\$)	Liquidación de la RA (USD) (A)
85,040,429	85,131,976	91,322,265	-6,190,289

5.1.2 Recuperación del ITF

- ITF de ingresos y gastos RA

Año	Periodo	% ITF	%IGV	Factores		
				IGV Mov Ingresos	IGV Mov. Salidas	Factor Total ITF
2011	ABRIL	0.01%	18.00%	1.1800	1.1800	0.0001180

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

N°	Mes	Tipo de Cambio	Facturación Mensual Total S/.	Total US \$	Factor ITF	ITF US\$	VF US\$*	
								US \$
11	May-09	14/06/2011	21,407,837.22	7,748,040.98	0.0001180	914.25	1,014.33	
10	Jun-09	14/07/2011	21,163,267.19	7,718,186.43	0.0001180	910.73	1,000.93	
9	Jul-09	12/08/2011	21,241,659.30	7,746,775.82	0.0001180	914.10	995.19	
8	Ago-09	14/09/2011	20,121,746.16	7,367,904.12	0.0001180	869.39	937.62	
7	Sep-09	14/10/2011	14,879,373.82	5,468,347.60	0.0001180	645.25	689.35	
6	Oct-09	14/10/2011	19,652,994.27	7,222,710.13	0.0001180	852.26	901.95	
5	Nov-09	14/10/2011	19,652,994.27	7,222,710.13	0.0001180	852.26	893.47	
4	Dic-09	14/10/2011	19,652,994.27	7,222,710.13	0.0001180	852.26	885.07	
3	Ene-10	14/10/2011	19,652,994.27	7,222,710.13	0.0001180	852.26	876.75	
2	Feb-10	14/10/2011	19,652,994.27	7,222,710.13	0.0001180	852.26	868.51	
1	Mar-10	14/10/2011	19,652,994.27	7,222,710.13	0.0001180	852.26	860.35	
0	Abr-10	14/10/2011	19,652,994.27	7,222,710.13	0.0001180	852.26	852.26	
* Valor al 30 de abril de 2012				Valor ITF expresado al 30 de Abril de 2010 US\$				10,775.80

- ITF de ingresos y gastos adicionales RAG

Año	Periodo	% ITF	%IGV	Factores		
				IGV Mov Ingresos	IGV Mov. Salidas	Factor Total ITF
2011	ABRIL	0.005%	18.00%	1.1800	1.1800	0.0001180

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

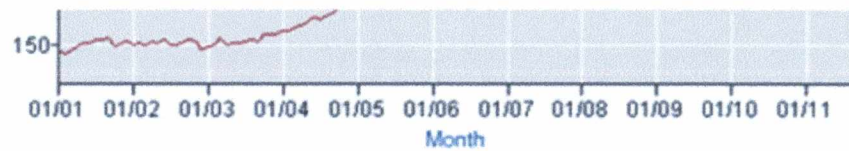
N°	Tipo de Cambio	INGRESOS ADICIONALES A LA RAG (USD)				VF US\$*
		US \$	Facturación Mensual (US\$)	Factor ITF	ITF US\$	
11	May-11	2.763	352,189.51	0.0001180	41.56	46.11
10	Jun-11	2.742	348,183.67	0.0001180	41.08	45.15
9	Jul-11	2.742	336,868.98	0.0001180	39.75	43.28
8	Ago-11	2.731	337,713.77	0.0001180	39.85	42.98
7	Sep-11	2.721	315,930.23	0.0001180	37.28	39.83
6	Oct-11	2.721	315,930.23	0.0001180	37.28	39.45
5	Nov-11	2.721	315,930.23	0.0001180	37.28	39.08
4	Dic-11	2.721	315,930.23	0.0001180	37.28	38.71
3	Ene-12	2.721	315,930.23	0.0001180	37.28	38.35
2	Feb-12	2.721	315,930.23	0.0001180	37.28	37.99
1	Mar-12	2.721	315,930.23	0.0001180	37.28	37.63
0	Abr-12	2.721	315,930.23	0.0001180	37.28	37.28
Valor ITF expresado al 30 de Abril de 2012 US\$						485.84

5.1.3 Actualización de la RAG

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

$$\text{RAG actualizada} = 58'638,000 \times 1.1948 = \text{US\$ } 70'060,479$$

	RAG	
INICIAL	149.90	Ago-02
ÚLTIMO DEFINITIVO	179.10	Sep-11 Índice preliminar de septiembre 2011
VARIACIÓN	19.48%	



Download:  .xls

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
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	151.4	151.3	151.8	151.9	152.3	152.8	152.5	152.9	153.2	153.7	154.1	154.5	
2005	155.4	155.3	155.6	156.0	156.4	156.2	156.8	156.9	157.1	156.8	156.8	156.8	
2006	157.5	158.0	158.4	158.5	158.9	159.0	158.1	158.7	159.2	158.5	159.9	160.0	
2007	160.3	160.9	160.9	161.1	161.5	161.7	162.1	162.3	162.4	162.7	163.2	163.3	
2008	164.1	164.9	165.1	165.9	166.4	166.6	167.6	168.3	169.0	170.3	170.2	170.7	
2009	171.0	171.1	171.5	171.6	171.4	172.0	171.7	172.2	172.0	171.4	172.1	172.2	
2010	172.7	172.7	173.0	173.2	173.6	173.8	174.2	174.4	174.7	174.2	174.2	174.6	
2011	175.5	175.9	176.4	177.0	177.2	177.8(P)	178.6(P)	178.7(P)	179.1(P)				

P : Preliminary. All indexes are subject to revision four months after original publication.

5.1.4 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 Auditoria presentado en la regulación de Tarifas en Barra 2008-2009. Por lo tanto, corresponde su actualización para el periodo tarifario Mayo 12- Abril 13:

Rem. actualizada 1 (Proy. 1) = $5'534,908 \times 1.1056 = \text{US\$ } 6'119,149$

Rem. actualizada 1 (Proy. 2) = $126,973 \times 1.0968 = \text{US\$ } 139,258$

Indice Finished Goods Less Food and Energy

Proy 1	INICIAL	ÚLTIMO DEFINITIVO
Mes	Jul-07	Sep-11
WPSSOP3500	162.00	179.10

Proy 2	INICIAL	ÚLTIMO DEFINITIVO
Mes	Dic-07	Sep-11
WPSSOP3500	163.30	179.10

2. Ampliación N° 2

La remuneración Anual de la Ampliación N° 2 ya ha quedado establecida, de acuerdo al Informe de Auditoría. Por lo tanto, corresponde su actualización para el periodo tarifario Mayo 12- Abril 13:

. Asimismo, se está considerando la fecha real de inicio de operaciones 08 de marzo de 2008.

$$\text{Rem. Actualizada 2} = 5'515,743 \times 1.0848 = \text{US\$ } 5'983,462$$

Indice Finished Goods Less Food and Energy

	INICIAL	ÚLTIMO DEFINITIVO
Mes	Mar-08	Sep-11
WPSSOP3500	165.10	179.10

3. Ampliación N° 3

La remuneración Anual de la Ampliación N° 2 ya ha quedado establecida, de acuerdo al Informe de Auditoría. Por lo tanto, corresponde su actualización para el periodo tarifario Mayo 12- Abril 13. Asimismo, se está considerando la fecha real de inicio de operaciones 16 de febrero de 2009.

$$\text{Rem. Ampliación3} = \text{US\$ } 2'597,480 \times 1.0461 = \text{US\$ } 2'171,340$$

Indice Finished Goods Less Food and Energy

	INICIAL	ÚLTIMO DEFINITIVO
Mes	Feb-09	Sep-11
WPSSOP3500	171.20	179.10

4. Ampliación N° 4

La remuneración Anual de la Ampliación N° 2 ya ha quedado establecida, de acuerdo al Informe de Auditoría. Por lo tanto, corresponde su actualización para el periodo tarifario Mayo 12- Abril 13. Asimismo, se está considerando la fecha real de inicio de operaciones 16 de enero de 2009

Rem. Ampliación 4 = US\$ 767,462 x 1.047 =US\$ 803,816

Indice Finished Goods Less Food and Energy

	INICIAL	ÚLTIMO DEFINITIVO
Mes	Ene-09	Sep-11
WPSSOP3500	171.00	179.10

5. Ampliación N° 5

Preliminarmente se está determinando la Remuneración Anual de la Ampliación N° 5 con el Valor de Inversión estimado de la Quinta Cláusula Adicional. Asimismo, se está considerando la fecha real de inicio de operaciones 9 de enero de 2011.

Rem. Ampliación 5 = US\$ 767,462 x 1.021 =US\$ 4'322,856

Indice Finished Goods Less Food and Energy

	INICIAL	ÚLTIMO DEFINITIVO
Mes	Ene-11	Sep-11
WPSSOP3500	175.50	179.10

6. Ampliación N° 6

Preliminarmente se está determinando la Remuneración Anual de la Ampliación N° 6 con el Valor de Inversión estimado de la Sexta Cláusula Adicional. Asimismo, se está considerando la fecha real de inicio de operaciones 18 de agosto de 2011.

Remuneración Ampliación 6 = US\$ 3'377,021

7. Ampliación N° 7

Preliminarmente se está determinando la Remuneración Anual de la Ampliación N° 7 con el Valor de Inversión estimado de la Séptima Cláusula Adicional. Asimismo, se está considerando la fecha preliminar de inicio de operaciones el 12 de enero de 2012

Remuneración Ampliación 7 = US\$ 3'689,297

8. Ampliación N° 8

Preliminarmente se está determinando la Remuneración Anual de la Ampliación N° 8 con el Valor de Inversión estimado de la Octava Cláusula Adicional. Asimismo, se está considerando la fecha real de inicio de operaciones 21 de setiembre de 2011.

Remuneración Ampliación 8 = US\$ 493,153

9. Ampliación N° 9

Preliminarmente se está determinando la Remuneración Anual de la Ampliación N° 9 con el Valor de Inversión estimado de la Novena Cláusula Adicional. Asimismo, se está considerando la fecha preliminar de inicio de operaciones el 20 de setiembre de 2012

Remuneración Ampliación 9 = US\$ 4'802,388

10. Ampliación N° 10

Preliminarmente se está determinando la Remuneración Anual de la Ampliación N° 10 con el Valor de Inversión estimado de la Décima Cláusula Adicional. Asimismo, se está

considerando la fecha preliminar de inicio de operaciones el 15 de marzo de 2013.

Remuneración Ampliación 10 = US\$ 775,443

11. Ampliación N° 11

Preliminarmente se está determinando la Remuneración Anual de la Ampliación N° 11 con el Valor de Inversión estimado de la Undécima Cláusula Adicional. Asimismo, se está considerando la fecha preliminar de inicio de operaciones el 15 de enero de 2013.

Remuneración Ampliación 11 = US\$ 923,329

REMUNERACIÓN ANUAL POR AMPLIACIONES (RAA) (Mayo 12-Abril 13)

Periodo	Mes	Ampliación N° 11 (2011)		Ampliación N° 12 (2011)		Ampliación N° 13 (2011)		Ampliación N° 14 (2011)		Ampliación N° 15 (2011)		Ampliación N° 16 (2011)		Ampliación N° 17 (2011)		Ampliación N° 18 (2011)		Ampliación N° 19 (2011)		Ampliación N° 20 (2011)			
		Costo Inicial	Valor Futuro	Costo Inicial	Valor Futuro	Costo Inicial	Valor Futuro	Costo Inicial	Valor Futuro	Costo Inicial	Valor Futuro	Costo Inicial	Valor Futuro	Costo Inicial	Valor Futuro	Costo Inicial	Valor Futuro	Costo Inicial	Valor Futuro	Costo Inicial	Valor Futuro		
11	May-12	588,373	548,888	173,131	624,927	218,893	238,281	87,989	78,438	541,822	379,234	287,031	281,281	281,725	328,638	35,018	43,254						
12	Jun-12	587,373	537,887	171,131	619,927	216,893	236,281	85,989	76,438	539,822	377,234	285,031	279,281	316,725	326,638	34,018	41,254						
13	Jul-12	586,373	536,887	169,131	614,927	214,893	234,281	83,989	74,438	537,822	375,234	282,031	277,281	314,725	324,638	33,018	39,254						
14	Ago-12	585,373	535,887	167,131	610,927	212,893	232,281	81,989	72,438	535,822	373,234	279,031	275,281	312,725	322,638	32,018	37,254						
15	Sep-12	584,373	534,887	165,131	606,927	210,893	230,281	79,989	70,438	533,822	371,234	276,031	273,281	310,725	320,638	31,018	35,254						
16	Oct-12	583,373	533,887	163,131	602,927	208,893	228,281	77,989	68,438	531,822	369,234	274,031	271,281	308,725	318,638	30,018	33,254						
17	Nov-12	582,373	532,887	161,131	598,927	206,893	226,281	75,989	66,438	529,822	367,234	272,031	269,281	306,725	316,638	29,018	31,254						
18	Dic-12	581,373	531,887	159,131	594,927	204,893	224,281	73,989	64,438	527,822	365,234	270,031	267,281	304,725	314,638	28,018	29,254						
19	Ene-13	580,373	530,887	157,131	590,927	202,893	222,281	71,989	62,438	525,822	363,234	268,031	265,281	302,725	312,638	27,018	27,254						
20	Feb-13	579,373	529,887	155,131	586,927	200,893	220,281	69,989	60,438	523,822	361,234	266,031	263,281	300,725	310,638	26,018	25,254						
21	Mar-13	578,373	528,887	153,131	582,927	198,893	218,281	67,989	58,438	521,822	359,234	264,031	261,281	298,725	308,638	25,018	23,254						
22	Abr-13	577,373	527,887	151,131	578,927	196,893	216,281	65,989	56,438	519,822	357,234	262,031	259,281	296,725	306,638	24,018	21,254						
23	May-13	576,373	526,887	149,131	574,927	194,893	214,281	63,989	54,438	517,822	355,234	260,031	257,281	294,725	304,638	23,018	19,254						
24	Jun-13	575,373	525,887	147,131	570,927	192,893	212,281	61,989	52,438	515,822	353,234	258,031	255,281	292,725	302,638	22,018	17,254						
25	Jul-13	574,373	524,887	145,131	566,927	190,893	210,281	59,989	50,438	513,822	351,234	256,031	253,281	290,725	300,638	21,018	15,254						
26	Ago-13	573,373	523,887	143,131	562,927	188,893	208,281	57,989	48,438	511,822	349,234	254,031	251,281	288,725	298,638	20,018	13,254						
27	Sep-13	572,373	522,887	141,131	558,927	186,893	206,281	55,989	46,438	509,822	347,234	252,031	249,281	286,725	296,638	19,018	11,254						
28	Oct-13	571,373	521,887	139,131	554,927	184,893	204,281	53,989	44,438	507,822	345,234	250,031	247,281	284,725	294,638	18,018	9,254						
29	Nov-13	570,373	520,887	137,131	550,927	182,893	202,281	51,989	42,438	505,822	343,234	248,031	245,281	282,725	292,638	17,018	7,254						
30	Dic-13	569,373	519,887	135,131	546,927	180,893	200,281	49,989	40,438	503,822	341,234	246,031	243,281	280,725	290,638	16,018	5,254						
31	Ene-14	568,373	518,887	133,131	542,927	178,893	198,281	47,989	38,438	501,822	339,234	244,031	241,281	278,725	288,638	15,018	3,254						
32	Feb-14	567,373	517,887	131,131	538,927	176,893	196,281	45,989	36,438	499,822	337,234	242,031	239,281	276,725	286,638	14,018	1,254						
33	Mar-14	566,373	516,887	129,131	534,927	174,893	194,281	43,989	34,438	497,822	335,234	240,031	237,281	274,725	284,638	13,018	0,254						
34	Abr-14	565,373	515,887	127,131	530,927	172,893	192,281	41,989	32,438	495,822	333,234	238,031	235,281	272,725	282,638	12,018	0,254						
35	May-14	564,373	514,887	125,131	526,927	170,893	190,281	39,989	30,438	493,822	331,234	236,031	233,281	270,725	280,638	11,018	0,254						
36	Jun-14	563,373	513,887	123,131	522,927	168,893	188,281	37,989	28,438	491,822	329,234	234,031	231,281	268,725	278,638	10,018	0,254						
37	Jul-14	562,373	512,887	121,131	518,927	166,893	186,281	35,989	26,438	489,822	327,234	232,031	229,281	266,725	276,638	9,018	0,254						
38	Ago-14	561,373	511,887	119,131	514,927	164,893	184,281	33,989	24,438	487,822	325,234	230,031	227,281	264,725	274,638	8,018	0,254						
39	Sep-14	560,373	510,887	117,131	510,927	162,893	182,281	31,989	22,438	485,822	323,234	228,031	225,281	262,725	272,638	7,018	0,254						
40	Oct-14	559,373	509,887	115,131	506,927	160,893	180,281	29,989	20,438	483,822	321,234	226,031	223,281	260,725	270,638	6,018	0,254						
41	Nov-14	558,373	508,887	113,131	502,927	158,893	178,281	27,989	18,438	481,822	319,234	224,031	221,281	258,725	268,638	5,018	0,254						
42	Dic-14	557,373	507,887	111,131	498,927	156,893	176,281	25,989	16,438	479,822	317,234	222,031	219,281	256,725	266,638	4,018	0,254						
43	Ene-15	556,373	506,887	109,131	494,927	154,893	174,281	23,989	14,438	477,822	315,234	220,031	217,281	254,725	264,638	3,018	0,254						
44	Feb-15	555,373	505,887	107,131	490,927	152,893	172,281	21,989	12,438	475,822	313,234	218,031	215,281	252,725	262,638	2,018	0,254						
45	Mar-15	554,373	504,887	105,131	486,927	150,893	170,281	19,989	10,438	473,822	311,234	216,031	213,281	250,725	260,638	1,018	0,254						
46	Abr-15	553,373	503,887	103,131	482,927	148,893	168,281	17,989	8,438	471,822	309,234	214,031	211,281	248,725	258,638	0,018	0,254						
47	May-15	552,373	502,887	101,131	478,927	146,893	166,281	15,989	6,438	469,822	307,234	212,031	209,281	246,725	256,638	0,018	0,254						
48	Jun-15	551,373	501,887	99,131	474,927	144,893	164,281	13,989	4,438	467,822	305,234	210,031	207,281	244,725	254,638	0,018	0,254						
49	Jul-15	550,373	500,887	97,131	470,927	142,893	162,281	11,989	2,438	465,822	303,234	208,031	205,281	242,725	252,638	0,018	0,254						
50	Ago-15	549,373	499,887	95,131	466,927	140,893	160,281	9,989	0,438	463,822	301,234	206,031	203,281	240,725	250,638	0,018	0,254						
51	Sep-15	548,373	498,887	93,131	462,927	138,893	158,281	7,989	0,438	461,822	299,234	204,031	201,281	238,725	248,638	0,018	0,254						
52	Oct-15	547,373	497,887	91,131	458,927	136,893	156,281	5,989	0,438	459,822	297,234	202,031	199,281	236,725	246,638	0,018	0,254						
53	Nov-15	546,373	496,887	89,131	454,927	134,893	154,281	3,989	0,438	457,822	295,234	200,031	197,281	234,725	244,638	0,018	0,254						
54	Dic-15	545,373	495,887	87,131	450,927	132,893	152,281	1,989	0,438	455,822	293,234	198,031	195,281	232,725	242,638	0,018	0,254						
55	Ene-16	544,373	49																				

RESUMEN

1) LIQUIDACIÓN TOTAL MAYO 2011-ABRIL 2012	
Liquidación de la RAG Mayo 11- Abril 12	(6,190,289)
Recuperación del ITF de Mayo 11 - Abril 12	11,262
Remuneración Única por Ampliaciones Menores	-
LIQUIDACIÓN TOTAL (US\$)	(6,179,027)
LIQUIDACIÓN TOTAL A APLICAR A LA RA AÑO 10 (US\$)	(6,920,511)
2) REMUNERACIÓN ANUAL MAYO 12 - ABRIL 13	
RAG actualizada	70,060,479
RAA Mayo 2011-Abril 2012	30,886,734
Liquidación anual	-6,920,511
REMUNERACIÓN ANUAL MAYO 11 - ABRIL 12 (US\$)	94,026,702

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

a) VNR

Se está tomando el VNR de la resolución N° 079-2010-OS/CD el cual asciende a USD 113 578 787

b) COyM

Se está tomando el COYM el cual asciende a USD 4 351 236

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 las nuevas compensaciones

vigentes a partir de febrero 2010

$RA_2(n)$ estimada = $RA(n) - RA_1(n)$

$RA_2(n)$ 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)	RASST (n)=	20,704,364	
	RASST IT (n)=	786,897	
	RASST Peaje (n)=	19,917,467	
(b)	RASPT (n)=	18,451,322	(CTT= aVNR + COyM)
(C)	RA SST(n) + RA SPT (n) =	39,155,686	
(d)	c) > RA2 (n)		si
	Reajuste del RASST(n)		
	Usuarios Regulados	54% Anuario OSINERGMIN	54%
	Usuarios Libres	46% Anuario OSINERGMIN	46%
	Reducción en las Tarifas SST regulados:	44.8%	
	RA Peaje SST (n) =	15,094,786	Reajustado
	RA IT SST (n) =	786,897	
	RA 2 (n) = RA SST (n) + RA SPT (n) =	34,333,005	
	RASPT (n)=	18,451,322	Reajustado

DETALLE DE REMUNERACIÓN ANUAL MAYO 12 - ABRIL 13 (En US\$)

RA	94,026,702
RA 1	59,693,697
RA 2	34,333,005
RA SST	15,881,683
ITA SST	786,897
PSST	15,094,786
RA SPT	18,451,322
Tipo de Cambio preliminar (al 28/10/2011):	2.708

Por lo tanto, el Costo Total de Transmisión del SPT para el periodo Mayo 2012-Abril 2013 es de US\$ 18'451,322

6.2 Fórmula de Actualización

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

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

- PCSPT 1: Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, actualizado, en S/./kWmes.
- PCSPT 0: Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, publicado en la presente Resolución, en S/./kW-mes.
- FAPCSPT: Factor de Actualización del Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión.
- FTC: Factor por variación del Tipo de Cambio.
- TC: Tipo de Cambio. Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de América, determinado la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, correspondiente a la "COTIZACIÓN DE OFERTA Y DEMANDA – TIPO DE CAMBIO PROMEDIO PONDERADO" o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- TCo: Tipo de Cambio inicial. Se está considerando el del último día hábil de octubre 2011, igual S/. 2,708 por US Dólar.

7 OBSERVACIONES

Sigue pendiente de pago la facturación de Mayo a Diciembre de 2007 de ELECTRO SUR MEDIO, correspondiente al dictamen de OSINERGMIN respecto a la controversia entre REP y ELECTRO SUR MEDIO.

8 PLAN DE OBRAS

(1) Cláusula Adicional N° 6: Proyecto “Segundo Circuito Línea de Transmisión 220 Kv Chiclayo Oeste – Piura Oeste y ampliación de las subestaciones”:

Subestaciones:

1) Ampliación S.E. *Chiclayo Oeste*

- Nueva Celda para la línea Piura Oeste 220 Kv
- Ampliación de los barrajes existentes
- Nueva celda de la 2da terna hacia la S.E. Guadalupe 2 y S.E. Carhuamayo 2

2) S.E. Piura Oeste

- Prolongación de la barra 220 Kv
- Refuerzo de pórtico para la ampliación
- Una nueva celda de línea S.E. Chiclayo Oeste 220 Kv
- Reforzamiento de los servicios auxiliares.

Línea de Transmisión:

- Instalación de la 2da terna con capacidad 180 MVA Chiclayo Oeste – Piura Oeste
- Repotenciación de circuito existente para incrementar la potencia de transmisión de 152 a 180 MVA

(2) Cláusula Adicional N° 7: Proyecto “Adecuación Integral de las Subestaciones: Chavarria, San Juan, Santa Rosa, Ventanilla y Zapallal”:

Reemplazo de los equipos existentes de las subestaciones con el fin de soportar las nuevas condiciones de crecimiento del nivel de cortocircuito derivadas del desarrollo del sistema de transmisión 220 kV y 500 kV y de los nuevos proyectos de generación eléctrica.

(3) Cláusula Adicional N° 8: Proyecto "Ampliación de la capacidad de transmisión a 180 MVA de las líneas de transmisión en 220 kv Independencia – Ica (L-2209) e Ica – Marcona (L-2211)":

Línea de Transmisión:

- Ampliación a 180 MVA de la línea de transmisión en 220 Kv Independencia – Ica (L-2209)
- *Ampliación a 180 MVA de la línea de transmisión en 220 Kv Ica – Marcona (L-2211)*

(4) Cláusula Adicional N° 9: Proyecto "Segundo circuito Línea de Transmisión 220 kV Chiclayo Oeste – Guadalupe – Trujillo Norte y Ampliación de las subestaciones asociadas", "Ampliación de la capacidad de Transmisión del circuito existente 220 kV Chiclayo Oeste - Guadalupe – Trujillo Norte" y "Ampliación de la capacidad de Transformación de las Subestaciones: Huacho y Chiclayo Oeste":

- Segundo circuito de la Línea de Transmisión 220 kV Chiclayo Oeste – Guadalupe – Trujillo Norte, con una capacidad de transmisión de 180 MVA y ampliación de las subestaciones asociadas.
- Ampliación de la capacidad de Transmisión de 152 MVA a 180 MVA del circuito existente 220 kV Chiclayo Oeste – Guadalupe – Trujillo Norte.
- Ampliación de la capacidad de transformación 220/66/10 kV de la subestación Huacho.

- Ampliación de la capacidad de transformación 220/60/10/0.38 kV de la subestación Chiclayo Oeste.
- Ampliación de la capacidad de transformación 220/60/10 kV, mediante un transformador de potencia 50/50/25 MVA.
- Instalación de un transformador provisional de 30 MVA, 220/60/22.9 kV.

(5) Cláusula Adicional N° 10: Proyecto “Implementación del reactor serie entre las barras de 220 kV de las subestaciones Chilca Nueva y Chilca REP y de la resistencia de Neutro del autotransformador en la Subestación Chilca 500/220 kV” y “Segunda etapa de ampliación de la subestación Independencia 60 kV”:

- Implementación del Reactor serie y celdas de conexión entre las barras de 220 kV de las subestaciones Chilca Nueva y Chilca REP, y de la resistencia de neutro del autotransformador en la subestación Chilca 500/220 kV.
- Segunda etapa de ampliación de la subestación Independencia 60 kV que contempla la instalación de una nueva celda 60 kV y la reubicación de los equipos de la línea Pisco I 60 kV (L-6605) a un nuevo sector de la misma subestación.

(6) Cláusula Adicional N° 11: Proyecto “Cambio de la configuración en 220 kV de barra simple a doble barra de la subestación Pomacocha”, “Ampliación de la capacidad de transmisión de la L.T. 220 kV Pachachaca – Pomacocha de 152 MVA a 250 MVA” y “Cambio de configuración en 138 kV de barra simple a doble barra de la subestación Tintaya”:

- Cambio en la configuración en 220 kV de barra simple a doble barra de la subestación Pomacocha.
- Ampliación de la capacidad de transmisión de la LT 220 kV Pachachaca – Pomacocha de 152 MVA a 250 MVA.

- Cambio en configuración en 138 kV de barra simple a doble barra de la subestación Tintaya.

9 CONCLUSIONES

Con los valores estimados de la RA Mayo 12 - Abril 13 y de sus componentes, el Costo Total de Transmisión del SPT de REP para el periodo Mayo 2012-Abril 2013 es de US\$ **18'451,322.**