

ANEXO A

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

MAYO 2013 – ABRIL 2014

Lima 25 de enero de 2013

CS- 001 -13011142

Ingeniero
Luis Velasco
Representante
Sub – Comité de Transmisión del COES
Calle Juan de la Fuente Nro 453 Urb. San Antonio
Miraflores



Asunto : Absolución a Observaciones al Estudio Tarifario presentado por Red de Energía del Perú, Consorcio Transmantaro e Isa Perú.

Estimado Ingeniero:

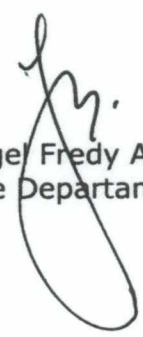
Me dirijo a usted, para hacerle llegar adjunto al presente, nuestra absolución a las observaciones al Estudio presentado por REP, CTM e Isa Perú, correspondiente al periodo de mayo 2013 – 2014.

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 PERU

Sin otro particular, quedo de usted .

Atentamente


Angel Fredy Asmat
Jefe Departamento de Comercialización



**PROPUESTA TARIFARIA DE REP
REGULACIÓN TARIFA EN BARRA MAYO 2013- ABRIL 2014**

Enero 2013

INFORME

PROPUESTA TARIFARIA DE RED DE ENERGÍA DEL PERÚ REGULACIÓN DE TARIFAS EN BARRA MAYO 2013- ABRIL 2014

1 OBJETIVO

El presente informe tiene como objetivo determinar las Tarifas del Sistema Principal de Transmisión de REP correspondiente al Periodo Tarifario Mayo 2013 - Abril 2014, 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”.

Ampliación N° 12

- Con fecha 10 de febrero de 2012, las Partes suscribieron la Décimo Segunda Cláusula Adicional por Ampliaciones (en adelante Décimo Segunda Cláusula Adicional), en la cual se acuerda la ejecución de la Ampliación N° 12 que comprende “Ampliación de la Capacidad de Transformación de la Subestación Puno y Cambio de Configuración de Barras en 138 kV “T” a “Pi” de la Subestación Ayaviri”.

Ampliación N° 13

- Con fecha 15 de mayo de 2012, las Partes suscribieron la Décimo Tercera Cláusula Adicional por Ampliaciones (en adelante Décimo Tercera Cláusula Adicional), en la cual se acuerda la ejecución de la Ampliación N° 13 que comprende “Construcción de la Nueva Subestación Pariñas 220 kV y Traslado del Reactor desde la Subestación Talara”, “Ampliación de la Capacidad de Transmisión de la Línea de Transmisión 220 kV Talara – Piura de 152 MVA a 180MVA” y “Instalación de Compensación reactiva 1x20 MVar en 60 kV en la Subestación Piura Oeste”.

Ampliación N° 14

- Con fecha 27 de julio de 2012, las Partes suscribieron la Décimo Cuarta Cláusula Adicional por Ampliaciones (en adelante Décimo Cuarta Cláusula Adicional), en la cual se acuerda la ejecución de la Ampliación N° 14 que comprende “Construcción de la Nueva Subestación Reque 220 kV” y “Ampliación de la Capacidad de Transformación de la Subestación Trujillo Norte”.

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.”

4 METODOLOGÍA DE CALCULO Y RECAUDACIÓN DE LOS INGRESOS

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

4.1 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_{SST}: 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 79º 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 2013-Abril 2014

5.1.1 Liquidación Anual de ingresos

Período de Facturación	Fecha de Tipo de Cambio	Tipo de Cambio S./US \$	Monto Mensual RA1 S/.	Monto Mensual RA2 S/.	Total Facturado RA S/.	Montos pendientes de pago (RASST) S/.	Total Percibido RA S/.	Total Percibido US\$	Valor actualizado al 30 abril US\$	
1	2012-05	14/06/2012	2.672	12,594,447.80	8,008,364.74	20,602,812.54	0.00	20,602,812.54	7,710,633.44	8,554,735.34
2	2012-06	13/07/2012	2.628	12,621,093.38	9,236,719.04	21,857,812.42	0.00	21,857,812.42	8,317,280.22	9,141,055.64
3	2012-07	14/08/2012	2.616	12,505,336.67	8,581,657.77	21,086,994.44	0.00	21,086,994.44	8,060,777.69	8,775,875.65
4	2012-08	14/09/2012	2.598	12,334,432.78	8,557,699.40	20,892,132.18	0.00	20,892,132.18	8,041,621.32	8,672,726.15
5	2012-09	12/10/2012	2.587	12,249,554.84	8,820,705.10	21,070,259.94	0.00	21,070,259.94	8,144,669.48	8,701,296.71
6	2012-10	14/11/2013	2.606	12,205,813.23	8,494,818.31	20,700,431.54	0.00	20,700,431.54	7,943,373.58	8,406,476.42
7	2012-11	14/12/2013	2.564	12,166,668.84	8,600,352.70	20,767,021.54	0.00	20,767,021.54	8,099,462.38	8,491,095.04
8	2012-12	14/01/2013	2.541	12,116,967.45	8,647,728.38	20,764,695.83	0.00	20,764,695.83	8,171,859.83	8,486,466.79
9	2013-01	14/01/2013	2.541	12,116,967.45	8,647,728.38	20,764,695.83	0.00	20,764,695.83	8,171,859.83	8,406,697.38
10	2013-02	14/01/2013	2.541	12,116,967.45	8,647,728.38	20,764,695.83	0.00	20,764,695.83	8,171,859.83	8,327,677.77
11	2013-03	14/01/2013	2.541	12,116,967.45	8,647,728.38	20,764,695.83	0.00	20,764,695.83	8,171,859.83	8,249,400.92
12	2013-04	14/01/2013	2.541	12,116,967.45	8,647,728.38	20,764,695.83	0.00	20,764,695.83	8,171,859.83	8,171,859.83
									102,385,363.64	

RA a Liquidar Año 11 (Res. 057-2012-OS/CD y Res. 114 2012) (US\$)	Recalculo RA a Liquidar Año 10 (US\$)	Valor actualizado de los montos facturados (US\$)	Liquidación de la RA (US\$) (A)
98,453,211	98,168,705	102,385,364	-4,216,659

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
2012 - 2013	Mayo - abr	0.01%	18.00%	1.1800	1.1800	0.0001180

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

N°	Mes	Tipo de Cambio	Facturación Mensual		Total US \$	Factor ITF	ITF US\$	VF US\$*	
			US \$	Total S/.					
11	2012-05	14/06/2012	2.672	20,602,812.54	7,710,633.44	0.0001180	909.84	1,009.44	
10	2012-06	13/07/2012	2.628	21,857,812.42	8,317,280.22	0.0001180	981.42	1,078.62	
9	2012-07	14/08/2012	2.616	21,086,994.44	8,060,777.69	0.0001180	951.15	1,035.53	
8	2012-08	14/09/2012	2.598	20,892,132.18	8,041,621.32	0.0001180	948.89	1,023.36	
7	2012-09	12/10/2012	2.587	21,070,259.94	8,144,669.48	0.0001180	961.05	1,026.73	
6	2012-10	14/11/2013	2.606	20,700,431.54	7,943,373.58	0.0001180	937.30	991.94	
5	2012-11	14/12/2013	2.564	20,767,021.54	8,099,462.38	0.0001180	955.72	1,001.93	
4	2012-12	14/01/2013	2.541	20,764,695.83	8,171,859.83	0.0001180	964.26	1,001.38	
3	2013-01	14/01/2013	2.541	20,764,695.83	8,171,859.83	0.0001180	964.26	991.97	
2	2013-02	14/01/2013	2.541	20,764,695.83	8,171,859.83	0.0001180	964.26	982.65	
1	2013-03	14/01/2013	2.541	20,764,695.83	8,171,859.83	0.0001180	964.26	973.41	
0	2013-04	14/01/2013	2.541	20,764,695.83	8,171,859.83	0.0001180	964.26	964.26	
* Valor al 30 de abril de 2013						Valor ITF expresado al 30 de Abril de 2013 US\$			12,081.22

- ITF de ingresos y gastos adicionales RAG

Año	Periodo	% ITF	%IGV	Factores		
				IGV Mov Ingresos	IGV Mov. Salidas	Factor Total ITF
2012 - 2013	Mayo - abr	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)				
		US \$	Facturación Mensual (US\$)	Factor ITF	ITF US\$	VF US\$*
11	2012-05	2.672	362,538.20	0.0001180	42.78	47.46
10	2012-06	2.628	366,217.71	0.0001180	43.21	47.49
9	2012-07	2.616	381,045.29	0.0001180	44.96	48.95
8	2012-08	2.598	371,751.43	0.0001180	43.87	47.31
7	2012-09	2.587	375,572.44	0.0001180	44.32	47.35
6	2012-10	2.606	487,833.38	0.0001180	57.56	60.92
5	2012-11	2.564	401,032.23	0.0001180	47.32	49.61
4	2012-12	2.541	417,234.57	0.0001180	49.23	51.13
3	2013-01	2.541	417,234.57	0.0001180	49.23	50.65
2	2013-02	2.541	417,234.57	0.0001180	49.23	50.17
1	2013-03	2.541	417,234.57	0.0001180	49.23	49.70
0	2013-04	2.541	417,234.57	0.0001180	49.23	49.23
Valor ITF expresado al 30 de Abril de 2013 US\$						599.97

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.

$$\text{RAG actualizada} = 58'638,000 \times 1.2228 = \text{US\$ } 71'703,438$$

Indice Finished Goods Less Food and Energy

	RAG	
INICIAL	149.90	ago-02
ÚLTIMO DEFINITIVO	183.30	oct-12 Índice preliminar octubre 2012
VARIACIÓN	22.28%	

Download:  .xls

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
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	160.2	160.9	160.9	161.0	161.4	161.7	162.1	162.3	162.3	162.9	163.4	163.4	
2008	164.1	164.8	165.0	165.8	166.3	166.5	167.5	168.3	168.9	170.4	170.3	170.7	
2009	171.0	171.1	171.4	171.5	171.4	172.0	171.6	172.1	171.9	171.6	172.2	172.2	
2010	172.7	172.7	173.0	173.1	173.6	173.8	174.1	174.4	174.7	174.4	174.3	174.7	
2011	175.5	175.9	176.4	176.9	177.2	177.8	178.7	179.0	179.5	179.5	179.6	180.0	
2012	181.0	181.2	181.6	181.8	182.0	182.4	183.5	183.7	183.7(P)	183.3(P)	183.5(P)	183.6(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 Auditoría presentado en la regulación de Tarifas en Barra 2008-2009. Por lo tanto, corresponde su actualización para el periodo tarifario Mayo 13-Abril 14:

Rem. actualizada 1 (Proy. 1) = 5'534,908 x 1.1315 = US\$ 6'262,646

Rem. actualizada 1 (Proy. 2) = 126,973 x 1.1225 = US\$ 142,524

Indice Finished Goods Less Food and Energy

Proy 1	INICIAL	ÚLTIMO DEFINITIVO
Mes	jul-07	oct-12
WPSSOP3500	162.00	183.30

Proy 2	INICIAL	ÚLTIMO DEFINITIVO
Mes	dic-07	oct-12
WPSSOP3500	163.30	183.30

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 13-
Abril 14:

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

$$\text{Rem. Actualizada 2} = 5'515,743 \times 1.1102 = \text{US\$ } 6'123,778$$

AMPLIACIÓN N° 2		
INICIAL	165.10	mar-08
ÚLTIMO DEFINITIV	183.30	oct-12
VARIACIÓN	11.02%	

3. Ampliación N° 3

La remuneración Anual de la Ampliación N° 3 ya ha quedado
establecida, de acuerdo al Informe de Auditoría. Por lo tanto,
corresponde su actualización para el periodo tarifario Mayo 13-
Abril 14. Asimismo, se está considerando la fecha real de inicio
de operaciones 16 de febrero de 2009.

$$\text{Rem. Ampliación 3} = \text{US\$ } 2'597,480 \times 1.0707 = \text{US\$ } 2'781,064$$

AMPLIACIÓN N° 3		
INICIAL	171.20	feb-09
ÚLTIMO DEFINITIV	183.30	oct-12
VARIACIÓN	7.07%	

4. Ampliación N° 4

La remuneración Anual de la Ampliación N° 4 ya ha quedado
establecida, de acuerdo al Informe de Auditoría. Por lo tanto,
corresponde su actualización para el periodo tarifario Mayo 13-
Abril 14. Asimismo, se está considerando la fecha real de
inicio de operaciones 16 de enero de 2009

$$\text{Rem. Ampliación 4} = \text{US\$ } 767,462 \times 1.0719 = \text{US\$ } 822,666$$

AMPLIACIÓN Nº 4		
INICIAL	171.00	ene-09
ÚLTIMO DEFINITIV	183.30	oct-12
VARIACIÓN	7.19%	

5. Ampliación Nº 5

La remuneración Anual de la Ampliación Nº 5 ya ha quedado establecida, de acuerdo al Informe de Auditoría. Por lo tanto, corresponde su actualización para el periodo tarifario Mayo 13-Abril 14. Asimismo, se está considerando la fecha real de inicio 9 de enero de 2011.

$$\text{Rem. Ampliación 5} = \text{US\$ } 767,462 \times 1.0444 = \text{US\$ } 6'983,730$$

AMPLIACIÓN Nº 5		
INICIAL	175.50	ene-11
ÚLTIMO DEFINITIV	183.30	oct-12
VARIACIÓN	4.44%	

6. Ampliación Nº 6

Preliminarmente se está determinando la Remuneración Anual de la Ampliación Nº 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.

$$\text{Rem. Ampliación 6} = \text{US\$ } 3'420,389 \times 1.0240 = \text{US\$ } 3'596,465$$

AMPLIACIÓN Nº 6		
INICIAL	179.00	ago-11
ÚLTIMO DEFINITIV	183.30	oct-12
VARIACIÓN	2.40%	

7. Ampliación Nº 7

Preliminarmente se está determinando la Remuneración Anual de la Ampliación Nº 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

Rem. Ampliación 7 = US\$ 3'689,297 x 1.0116= US\$ 3'732,054

AMPLIACIÓN N° 7		
INICIAL	181.20	feb-12
ÚLTIMO DEFINITIV	183.30	oct-12
VARIACIÓN	1.16%	

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.

Rem. Ampliación 8 = US\$ 493,153 x 1.0212= US\$ 503,593

AMPLIACIÓN N° 8		
INICIAL	179.50	sep-11
ÚLTIMO DEFINITIV	183.30	oct-12
VARIACIÓN	2.12%	

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 real de inicio de operaciones 14 de octubre de 2012.

Remuneración Ampliación 9 = US\$ 4'824,476

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

12. Ampliación N° 12

Preliminarmente se está determinando la Remuneración Anual de la Ampliación N° 12 con el Valor de Inversión estimado de la Undécima Cláusula Adicional. Asimismo, se está considerando la fecha preliminar de inicio de operaciones el 10 de noviembre de 2013.

Remuneración Ampliación 12 = US\$ 1'124,640

13. Ampliación N° 13

Preliminarmente se está determinando la Remuneración Anual de la Ampliación N° 13 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 febrero de 2014.

Remuneración Ampliación 13 = US\$ 1'995,481

14. Ampliación N° 14

Preliminarmente se está determinando la Remuneración Anual de la Ampliación N° 14 con el Valor de Inversión estimado de la Undécima Cláusula Adicional. Asimismo, se está considerando la fecha preliminar de inicio de operaciones el 27 de abril de 2014.

Remuneración Ampliación 14 = US\$ 2'582,097



PROPUESTA TARIFARIA DE RED DE ENERGÍA DEL PERÚ
REGULACIÓN DE TARIFAS EN BARRA MAYO 2013- ABRIL 2014

REMUNERACIÓN ANUAL POR AMPLIACIONES (RAA) (Mayo 13-Abril 14)

Periodo	Mes	Ampliación N° 1 (USD)		Ampliación N° 2 (USD)		Ampliación N° 3 (USD)		Ampliación N° 4 (USD)		Ampliación N° 5 (USD)		Ampliación N° 6 (USD)		Ampliación N° 7 (USD)		Ampliación N° 8 (USD)		Ampliación N° 9 (USD)		Ampliación N° 10 (USD)		Ampliación N° 11 (USD)		Ampliación N° 12 (USD)		Ampliación N° 13 (USD)		Ampliación N° 14 (USD)		
		Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	
11	may-13	506,478	561,923	484,227	537,237	219,908	243,982	65,051	72,172	952,226	612,690	284,384	316,617	295,106	327,412	39,821	44,190	381,487	423,249	-	73,011	81,003	-	-	-	-	-	-	-	-
10	jun-13	506,478	556,641	484,227	532,187	219,908	241,688	65,051	71,494	952,226	606,921	284,384	312,551	295,106	324,334	39,821	43,795	381,487	419,271	32,702	35,941	73,011	80,242	-	-	-	-	-	-	
9	jul-13	506,478	551,409	484,227	527,185	219,908	239,417	65,051	70,822	952,226	601,216	284,384	309,613	295,106	321,285	39,821	43,353	381,487	415,330	61,317	66,756	73,011	79,488	-	-	-	-	-	-	
8	ago-13	506,478	546,226	484,227	522,229	219,908	237,186	65,051	70,168	952,226	595,565	284,384	306,703	295,106	318,266	39,821	42,946	381,487	411,426	61,317	66,129	73,011	78,740	-	-	-	-	-	-	
7	sep-13	506,478	541,092	484,227	517,330	219,908	234,937	65,051	69,497	952,226	589,967	284,384	303,820	295,106	315,274	39,821	42,542	381,487	407,559	61,317	65,501	73,011	78,000	-	-	-	-	-	-	
6	oct-13	506,478	536,006	484,227	512,458	219,908	232,729	65,051	68,843	952,226	584,422	284,384	300,964	295,106	312,311	39,821	42,142	381,487	403,728	61,317	64,892	73,011	77,267	-	-	-	-	-	-	
5	nov-13	506,478	530,967	484,227	507,641	219,908	230,541	65,051	68,196	952,226	578,928	284,384	298,135	295,106	309,375	39,821	41,748	381,487	399,933	61,317	64,282	73,011	76,541	62,260	65,260	-	-	-	-	
4	dic-13	506,478	525,977	484,227	502,869	219,908	228,374	65,051	67,559	952,226	573,486	284,384	295,333	295,106	306,467	39,821	41,354	381,487	396,174	61,317	63,677	73,011	75,821	68,939	92,353	-	-	-	-	
3	ene-14	506,478	521,033	484,227	498,143	219,908	226,227	65,051	66,920	952,226	568,096	284,384	292,557	295,106	303,589	39,821	40,965	381,487	392,450	61,317	63,079	73,011	75,126	68,939	91,485	-	-	-	-	
2	feb-14	506,478	516,136	484,227	493,480	219,908	224,101	65,051	66,291	952,226	562,766	284,384	289,807	295,106	300,733	39,821	40,580	381,487	388,761	61,317	62,486	73,011	74,403	68,939	90,625	78,865	80,399	-	-	
1	mar-14	506,478	511,284	484,227	488,822	219,908	221,994	65,051	65,668	952,226	557,466	284,384	287,053	295,106	297,906	39,821	40,199	381,487	385,107	61,317	61,899	73,011	73,703	68,939	89,773	157,769	159,266	-	-	
0	abr-14	506,478	506,478	484,227	484,227	219,908	219,908	65,051	65,051	952,226	552,226	284,384	284,384	295,106	295,106	39,821	39,821	381,487	381,487	61,317	61,317	73,011	73,011	68,939	88,929	157,769	157,789	27,223	27,223	
RAA Mayo 13-Abril 14 - 61823		6,496,171		6,193,779		2,791,694		855,688		6,663,790		3,694,466		3,792,054		953,589		4,896,479		875,993		323,599		918,424		387,475		27,223		

*Valores expresados al 30 de abril de 2014

TOTAL (USD) 38,315,412
Valor Futuro* - expresado a abril 2014

La RAA para el periodo Mayo 2013-Abril 2014 (preliminar) es de US\$ 38'315,412

5.1.1 RA Mayo 2013-Abril 2014

RA = RAG + RAA + Liquidación Total

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

RESUMEN

1) **LIQUIDACIÓN TOTAL MAYO 2011-ABRIL 2012**

Liquidación de la RAG Mayo 11- Abril 12	(4,216,659)
Recuperación del ITF de Mayo 11 - Abril 12	12,681
Remuneración Única por Ampliaciones Menores	-
LIQUIDACIÓN TOTAL (US\$)	(4,203,977)

LIQUIDACIÓN TOTAL A APLICAR A LA RA AÑO 10 (US\$)	(4,708,455)
--	--------------------

2) **REMUNERACIÓN ANUAL MAYO 12 - ABRIL 13**

RAG actualizada	71,703,438
RAA Mayo 2011-Abril 2012	38,315,412
Liquidación anual	-4,708,455
REMUNERACIÓN ANUAL MAYO 11 - ABRIL 12 (US\$)	105,310,396

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

a) VNR

Valor Nuevo de Reemplazo Sistema Total - REP (Propuesto)			
	SPT	SST	Total
Líneas de Transmisión	86,257,515	511,617,428	597,874,943
Subestaciones	35,836,488	219,765,122	255,601,609
Control de Control	962,000	5,659,986	6,621,986
Total VNR	123,056,003	737,042,536	860,098,539

b) COyM

	TIPO DE SISTEMA		TOTAL
	PRINCIPAL	SECUNDARIO	
OPERACIÓN	259,378	1,687,959	1,947,337
Operación CC	41,723	243,885	285,609
Operación de Subestaciones	217,655	1,444,074	1,661,729
MANTENIMIENTO	1,487,977	5,696,465	7,184,443
Líneas de Transmisión	1,063,545	3,344,163	4,407,708
Subestaciones	358,494	1,966,875	2,325,370
Mantenimiento CC Y TEL	65,938	385,427	451,365
GESTIÓN	2,282,602	13,391,069	15,673,671
Personal	1,064,421	6,221,628	7,286,049
No Personales	1,218,181	7,169,441	8,387,622
Costos No Personales sin Seguros	879,496	5,140,890	6,020,386
SEGUROS	338,685	2,028,551	2,367,236
SEGURIDAD	203,895	1,110,170	1,314,065
COSTOS INICIALES			
Sub Total COyM	4,233,853	21,885,664	26,119,517
VNR	123,056,003	737,042,536	860,098,539
COyM/VNR	3.44%	2.97%	3.04%

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

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

$$CTT = aVNR + COyM = 15'276,622 + 4'233,853 = US\$ 19'510,476$$

6 RESULTADOS

6.1 Costo Total de Transmisión

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

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

RA₁(n) estimada : Valor estimado con las nuevas compensaciones vigentes

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

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

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

Metodología para el Ajuste de la RA

(a)	RASST (n)=	14,018,702
	RASST IT (n)=	22,718
	RASST Peaje (n)=	13,995,984
(b)	RASPT (n)=	19,510,475 (CTT= aVNR + COyM)
(c)	RA SST(n) + RA SPT (n) =	33,529,177
(d)	c) > RA2 (n)	No
	Reajuste del RASST(n)	
	Usuarios Regulados	54% Anuario OSINERGMIN
	Usuarios Libres	46% Anuario OSINERGMIN
	Reducción en las Tarifas SST regulados:	0.00%
	RA Peaje SST (n) =	13,995,984
	RA IT SST (n) =	22,718
	RA 2 (n) = RA SST (n) + RA SPT (n) =	43,299,563
	RASPT (n)=	29,280,861 Reajustado

DETALLE DE REMUNERACIÓN ANUAL MAYO 13 - ABRIL 14 (En US\$)

RA	105,310,396
RA 1	62,010,833
RA 2	43,299,563
RA SST	14,018,702
ITA SST	22,718
PSST	13,995,984
RA SPT	29,280,861
Tipo de Cambio:	2.551

Por lo tanto, el Costo Total de Transmisión del SPT para el periodo Mayo 2013-Abril 2014 es de US\$ 29'280,861

6.2 Fórmula de Actualización

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

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

- 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 diciembre de 2012, igual S/. 2,551 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° 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 las 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.

(2) 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.

(3) Cláusula Adicional N° 12: Proyecto “Ampliación de la Capacidad de Transformación de la Subestación Puno y Cambio de Configuración de Barras en 138 kV “T” a “PI” de la Subestación Ayaviri”:

- Cambio de Configuración de “T” a “PI” del sistema de barras en 138 kV de la Subestación Ayaviri, incluyendo dos (02) celdas en 138 kV para entrada y salida de la configuración “PI”.
- Ampliación de Capacidad de Transformación de la Subestación Puno, que consiste en la instalación de un (01) transformador de potencia de 138/60/22,9/10kV, 40/40/20/* MVA ((* a definirse en la etapa de construcción), ONAF y sus celdas de conexión correspondientes en 138 kV, 60 kV y 22,9 kV.

(4) Cláusula Adicional N° 13: Proyecto “Construcción de la Nueva Subestación Pariñas 220 kV y Traslado del Reactor desde la Subestación Talara”, “Ampliación de la Capacidad de Transmisión de la Línea de Transmisión 220 kV Talara – Piura de 152 MVA a 180MVA” y “Instalación de Compensación reactiva 1x20 MVar en 60 kV en la Subestación Piura Oeste”:

- Construcción de la Nueva Subestación Pariñas 220 kV, incluido el traslado del Reactor R-10 de 20 MVar y su celda de conexión en 220 kV de la Subestación Talara a la Subestación Pariñas.
- Ampliación de la Capacidad de Transmisión de la Línea de Transmisión 220 kV Talara – Piura de 152 MVA a 180MVA
- Instalación de Compensación reactiva 1x20 MVar en 60 kV en la Subestación Piura Oeste.

(5) Cláusula Adicional N° 14: Proyecto “Construcción de la Nueva Subestación Reque 220 kV” y “Ampliación de la Capacidad de Transformación de la Subestación Trujillo Norte”:

- Construcción de la Nueva Subestación Reque 220 kV con una configuración de doble barra y equipada de 04 celdas de línea en 220 kV y 01 celda en 220 kV para el acoplamiento de barras.
- Ampliación de la Capacidad de Transformación de la Subestación Trujillo Norte, que consiste en la instalación de un Autotransformador

de Potencia trifásico de 220/138/22,9kV y 100/100/20 MVA (ONAN) ,
con sus respectivas celdas de conexión en 220 kV, 138 kV y 22,9
kV.

9 CONCLUSIONES

Con los valores estimados de la RA Mayo 13 - Abril 14 y de sus
componentes, el Costo Total de Transmisión del SPT de REP para el
periodo Mayo 2013-Abril 2014 es de US\$ 29'280,861.



REP

**ESTUDIO DE TARIFAS DE REP PARA EL
PROCEDIMIENTO DE FIJACIÓN DE
TARIFAS EN BARRA DEL PERÍODO
MAYO 2013 - ABRIL 2014**

ENERO 2013

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.....	1-6
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.....	4-10
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).....	4-13
4.2.4.	COSTOS DE GESTIÓN (CDG).....	4-13
4.2.5.	COSTOS INDIRECTOS DE TRANSMISIÓN (CIT).....	4-15
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

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 2013 – Abril 2014, REP requiere presentar al OSINERGMIN como parte de Estudio Técnico – Económico, la Actualización del VNR (Valor Nuevo de Reemplazo) de algunas instalaciones y del COyM (Costos de Operación y Mantenimiento) del Sistema Principal de Transmisión.

1.2. OBJETIVO

Actualizar el VNR y COyM del Sistema Principal 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

En el Cuadro N° 1.3-1, se muestra el resumen del VNR del Sistema de Transmisión de REP actualizado.

Cuadro N° 1.3-1: Resultados VNR

Valor Nuevo de Reemplazo Sistema Total - REP (Propuesto)			
	SPT	SST	Total
Líneas de Transmisión	86,257,515	511,617,428	597,874,943
Subestaciones	35,836,488	219,765,122	255,601,609
Control de Control	962,000	5,659,986	6,621,986
Total VNR	123,056,003	737,042,536	860,098,539

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

Cuadro N° 1.3-2: VNR de Subestaciones

N°	SUBESTACIÓN	Moneda	Moneda	Costo	Total VNR	Total VNR REP	VNR SPT REP
		Extranjera	Nacional	Cobre	(US\$)	(US\$)	(US\$)
1	Zorritos	1,351,045	3,732,358	201,741	5,285,144	5,285,144	743,695
2	Talara	1,341,841	3,778,475	182,201	5,302,518	4,787,918	1,412,913
3	Pariñas	1,745,836	2,401,333	16,353	4,163,523	3,374,725	1,008,333
4	Piura Oeste	4,891,461	7,705,642	582,870	13,179,973	12,406,596	2,005,455
5	Chiclayo Oeste	6,008,740	8,991,620	582,870	15,583,230	15,053,226	4,211,333
6	Reque	1,639,556	2,456,906	16,353	4,112,816	3,290,253	
7	Guadalupe	2,978,705	7,550,122	416,716	10,945,543	10,724,985	6,188,414
8	Trujillo Norte	11,531,392	11,291,961	982,179	23,805,531	21,335,013	4,259,934
9	Chimbote 1	8,335,146	6,092,000	568,705	14,995,851	11,582,617	1,202,714
10	Paramonga Nueva	3,165,018	5,391,735	234,125	8,790,878	7,721,675	2,281,781
11	Huacho	1,851,477	4,559,090	288,315	6,698,882	6,698,882	1,000,623
12	Zapallal	1,776,599	1,930,116	11,939	3,718,654	3,718,654	743,731
13	Ventanilla	5,259,108	4,589,251	451,696	10,300,055	4,427,857	
14	Chavarría	11,049,396	12,947,855	985,216	24,982,468	4,978,404	1,240,057
15	Santa Rosa	6,626,640	13,827,075	962,385	21,416,100	5,490,325	1,185,930
16	San Juan	8,935,454	9,494,348	715,698	19,145,500	10,981,707	3,272,509
17	Chica	4,301,194	6,118,485	36,533	10,456,213	8,307,870	
18	Independencia	4,570,458	7,998,688	348,308	12,917,454	11,513,786	
19	Ica	1,850,036	5,395,252	330,341	7,575,629	7,575,629	
20	Marcona	1,834,823	6,170,732	422,450	8,428,005	8,182,615	
21	San Nicolás	534,213	3,352,397	290,832	4,177,443	4,087,082	
22	Callahuanca	1,288,459	1,717,928	6,380	3,012,768	3,012,768	
23	Pachachaca (*)	4,792,141	4,354,739	32,934	9,179,814	8,261,833	917,981
24	Huayucachi	1,560,535	4,103,527	248,596	5,912,658	5,710,833	
25	Huancavelica	1,183,118	2,462,117	101,927	3,747,162	3,747,162	
26	Paragsha II	4,309,541	3,578,578	300,529	8,188,648	1,736,482	434,120
27	Huánuco	777,672	2,561,801	118,417	3,457,890	3,384,455	953,135
28	Tingo María	2,537,486	7,022,846	414,736	9,975,068	4,948,988	467,408
29	Aucayacu	487,225	1,570,564	69,643	2,127,431	2,127,431	
30	Tocache	528,766	1,611,017	68,996	2,208,779	2,208,779	
31	Abancay	495,869	1,843,109	107,888	2,446,866	295,822	
32	Ayaviri	705,297	1,668,119	71,434	2,444,850	2,444,850	
33	Azángaro	2,271,248	4,414,855	230,276	6,916,380	4,859,074	
34	Cachimayo	1,057,932	2,673,974	122,590	3,854,496	408,914	
35	Callalli	965,317	2,223,178	111,830	3,300,325	790,696	
36	Cerro Verde	974,908	1,547,704	8,675	2,531,288	2,531,288	632,822
37	Combapata	530,381	1,620,382	74,670	2,225,433	2,134,618	
38	Julica	1,600,069	4,784,458	325,111	6,709,637	6,709,637	
39	Mollendo	787,948	4,730,201	381,640	5,899,788	301,566	301,566
40	Moquegua	4,166,999	7,247,915	290,219	11,705,133	455,520	
41	Puno	1,409,771	5,146,764	378,428	6,934,963	4,592,415	
42	Quencoro	1,462,811	4,328,265	243,731	6,034,807	4,386,129	488,413
43	Repartición	1,275,873	2,678,164	134,369	4,088,405	735,721	735,721
44	Santuario	1,702,206	5,890,803	390,844	7,983,852	1,371,087	
45	Socabaya	9,545,328	10,902,059	960,232	21,407,620	8,384,713	
46	Tintaya	2,320,577	4,887,965	262,799	7,471,341	5,985,903	1,680,913
47	Toquepala	617,502	1,834,550	97,912	2,549,965	2,549,965	
	TOTAL (US\$)	140,933,116	233,181,025	14,182,633	388,296,775	255,601,609	37,369,501

Cuadro N° 1.3-3: VNR de Líneas de Transmisión

CÓDIGO			NOMINAL (kV)	SISTEMA	SPT US\$	SST US\$	TOTAL US\$
	S.E Inicio	S.E Llegada					
L-2280	Zarumilla	Zorritos	220	SPT	3,426,127		3,426,127
L-2249	Zorritos	Talara	220	SST		9,217,977	9,217,977
L-2248	Talara	Flura Oeste	220	SPT	6,984,131		6,984,131
L-2238	Flura Oeste	Chiclayo Oeste	220	SST		14,209,814	14,209,814
	Flura Oeste	Chiclayo Oeste	220	SST		14,209,814	14,209,814
L-2236	Chiclayo Oeste	Guadalupe	220	SPT	5,634,404		5,634,404
L-2234	Guadalupe	Trujillo Norte	220	SPT	6,953,853		6,953,853
L-2232	Trujillo Norte	Chimbote 1	220	SST		9,870,450	9,870,450
L-2233	Trujillo Norte	Chimbote 1	220	SST		10,426,129	10,426,129
L-2215	Chimbote 1	Paramonga Nueva	220	SPT	14,823,448		14,823,448
L-2216	Chimbote 1	Paramonga Nueva	220	SST		14,819,411	14,819,411
L-2213	Paramonga Nueva	Huacho	220	SPT	3,743,037		3,743,037
L-2214	Paramonga Nueva	Zapallal	220	SST		10,937,095	10,937,095
L-2212	Huacho	Zapallal	220	SPT	10,307,680		10,307,680
L-2242/2243	Zapallal	Ventanilla	220	SST		4,843,051	4,843,051
L-2244/2245	Ventanilla	Chavarría	220	SST		1,711,608	1,711,608
L-2246	Ventanilla	Chavarría	220	SST		2,204,321	2,204,321
L-2003/2004	Chavarría	Santa Rosa	220	SPT	1,469,965		1,469,965
L-2010/2011	Santa Rosa	San Juan	220	SST		6,247,531	6,247,531
L-2203/2204	Campo Armiño	Huancavelica	220	SST		14,350,203	14,350,203
L-2203/2231	Huancavelica	Independencia	220	SST		38,298,641	38,298,641
L-2201/2202	Campo Armiño	Pachachaca (*)	220	SST		42,339,235	42,339,235
L-2205/2206	Pachachaca (*)	San Juan	220	SST		26,858,312	26,858,312
L-2218/2219	Campo Armiño	Pachachaca	220	SST		39,078,398	39,078,398
L-2222/2223	Pachachaca	Callahuanca	220	SST		15,490,915	15,490,915
L-2220	Campo Armiño	Huayucachi	220	SST		15,580,982	15,580,982
L-2221	Huayucachi	Zapallal	220	SST		37,084,925	37,084,925
L-2094/2095	San Juan	Chilca	220	SST		17,710,410	17,710,410
L-2090	Chilca	Cantera	220	SST		27,024,245	27,024,245
L-2207	Cantera	Independencia	220	SST		24,173,900	24,173,900
L-2208	Chilca	Independencia	220	SST		12,394,363	12,394,363
L-2209	Independencia	Ica	220	SST		4,072,898	4,072,898
L-2211	Ica	Marcona	220	SST		11,438,653	11,438,653
L-1120	Paragsha II	Huanuco	138	SPT	8,053,104		8,053,104
L-1121	Huanuco	Tingo María	138	SPT	8,235,258		8,235,258
L-1122	Tingo María	Aucayacu	138	SST		4,128,839	4,128,839
L-1124	Aucayacu	Tocache	138	SST		10,805,027	10,805,027
L-1004	Quencoro	Dolorespata	138	SPT	836,247		836,247
L-1005	Quencoro	Tintaya	138	SST		18,911,806	18,911,806
L-1006	Tintaya	Azangaro	138	SPT	10,872,421		10,872,421
L-1007	Cachimayo	Abancay	138	SST		8,372,774	8,372,774
L-1008	Tintaya	Callalli	138	SST		8,381,477	8,381,477
L-1011	Azangaro	Juliaca	138	SST		6,806,142	6,806,142
L-1012	Juliaca	Puno	138	SST		3,502,974	3,502,974
L-1020	Santuario	Callalli	138	SST		7,250,021	7,250,021
L-1021/1022	Santuario	Socabaya	138	SST		4,008,753	4,008,753
L-1023/1024	Socabaya	Cerro Verde	138	SST		1,574,347	1,574,347
L-1025	Toquepala	Moquegua	138	SST		4,891,641	4,891,641
L-1026	Toquepala	Aricota	138	SST		4,389,934	4,389,934
L-1027	Toquepala	Mill Site	138	SST		41,472	41,472
L-1028	Cerro Verde	Oxidos	138	SST		24,883	24,883
L-1029	Cerro Verde	Reparticion	138	SPT	2,488,310		2,488,310
L-1030	Reparticion	Molendo	138	SPT	4,786,929		4,786,929
L-6627	Marcona	San Nicolas	60	SST		696,663	696,663
L-6628	Marcona	San Nicolas	60	SST		696,663	696,663
L-6629	Marcona	Mina	60	SST		183,332	183,332
TOTAL					88,614,913	509,260,030	597,874,943

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	259,378	1,687,959	1,947,337
Operación CC	41,723	243,885	285,609
Operación de Subestaciones	217,655	1,444,074	1,661,729
MANTENIMIENTO	1,487,977	5,696,465	7,184,443
Líneas de Transmisión	1,063,545	3,344,163	4,407,708
Subestaciones	358,494	1,966,875	2,325,370
Mantenimiento CC Y TEL	65,938	385,427	451,365
GESTIÓN	2,282,602	13,391,069	15,673,671
Personal	1,064,421	6,221,628	7,286,049
No Personales	1,218,181	7,169,441	8,387,622
Costos No Personales sin Seguros	879,496	5,140,890	6,020,386
SEGUROS	338,685	2,028,551	2,367,236
SEGURIDAD	203,895	1,110,170	1,314,065
COSTOS INICIALES			
Sub Total COyM	4,233,853	21,885,664	26,119,517
VNR	123,056,003	737,042,536	860,098,539
COyM/VNR	3.44%	2.97%	3.04%

2. OBJETO

El presente Estudio tiene por objeto actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) y 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 2013 – Abril 2014.

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° 050-2012-OS/CD, Actualización de la base de datos de los módulos estándares de inversión para sistemas de transmisión con costos 2011.
- Resolución OSINERGMIN N° 080-2012-OS/CD "Procedimiento para Fijación de Precios Regulados"

4. METODOLOGÍA

4.1. CRITERIOS Y PREMISAS DEL CÁLCULO DEL VNR

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

Para el caso de las instalaciones concesionadas a REP, se considerarán las clasificaciones de Sistema Principal de Transmisión (SPT) y Sistema Secundario de Transmisión (SST); los Sistemas Garantizado de Transmisión (SGT) y Sistema Complementario de Transmisión (SCT), conforme a la Ley N° 28832 Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, no están incluido, debido a que REP no cuenta con instalaciones que califiquen para estos nuevos sistemas de transmisión.

En el caso de las tarifas de transmisión, la referida regulación será efectuada por el OSINERGMIN, independientemente de si las tarifas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia, conforme lo establece el Artículo 44° y el Artículo 62° de la LCE.

Para realizar el cálculo del VNR, de las instalaciones de REP, se están utilizando la Base de Datos de los módulos aprobados por el OSINERGMIN.

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:

$$\mathbf{COyM = CDM + CDO + CDG + CIT}$$

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.

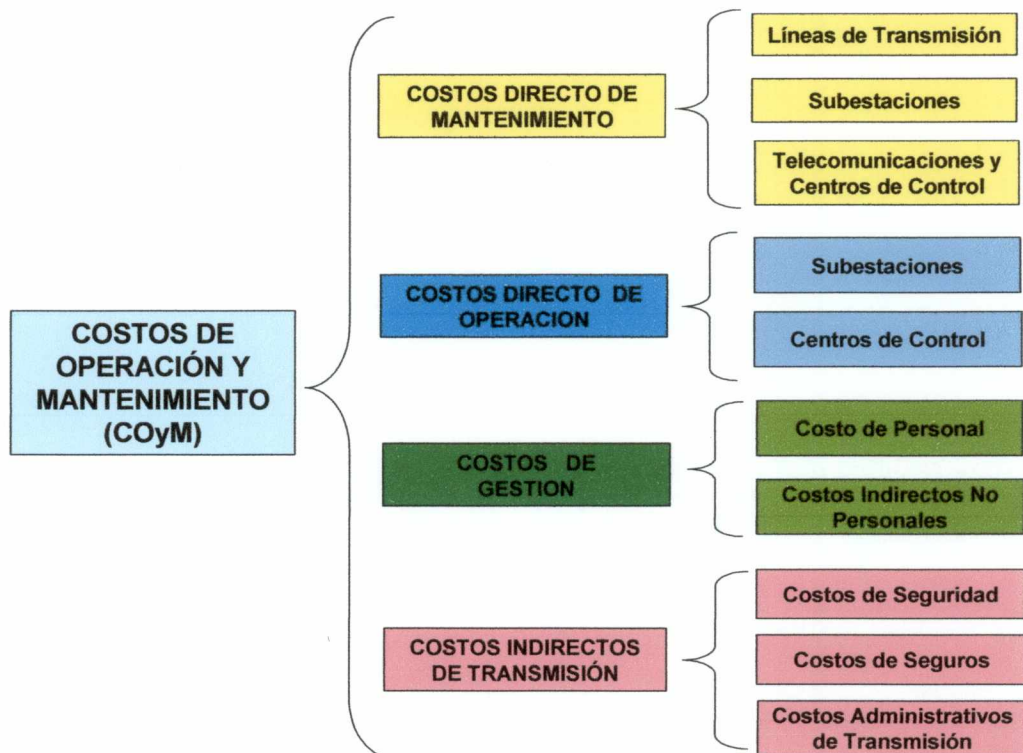


Figura 01

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:

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 (multiriesgo), que cubra el valor de reemplazo de los bienes de la Concesionaria, ante daños parciales o totales, construcción y montaje, rotura de maquinaria, daños por agua, terremoto, incendio, terrorismo, vandalismo, conmoción civil, hurto y apropiación ilícita. Otra de las pólizas importantes de la empresa es el seguro de Responsabilidad Civil, la cual da cobertura contra cualquier daño, pérdida o lesión que pudiera sobrevenir a propiedades y personas.

C) Costos Administrativos de Transmisión

C.1 Costos Personales

Este costo considera los puestos y número de personal necesarios para efectuar la gestión de transmisión. El número de supervisores está relacionado con las actividades directas de operación y mantenimiento.

C.2 Costos de Gestión No Personales:

De acuerdo al procedimiento, los costos no personales corresponden a los gastos de las siguientes partidas: suministros diversos, servicios de terceros, cargas diversas de gestión y tributos, todos determinados de manera acorde al número de personal de la empresa modelo.

C.2.1 Suministros Diversos

Considera los costos de materiales y suministros de oficina y otros necesarios para el desarrollo directo de la actividad de transmisión de la empresa modelo.

C.2.2 Servicios de Terceros

Considera los servicios de agua, luz, teléfono, envío de datos, Internet, servicios técnicos, servicios de limpieza y otros servicios requeridos para el desarrollo directo de la actividad de transmisión de la empresa modelo.

C.2.3 Cargas Diversas de Gestión

Comprende los gastos de viaje y otros gastos requeridos para el desarrollo directo de la actividad de transmisión de la empresa modelo.

C.2.4 Tributos

Comprende todas las licencias municipales necesarias para el mantenimiento del sistema de transmisión de la empresa modelo.

5. CÁLCULOS DEL VNR

5.1. METODOLOGÍA

Tal como ya se ha señalado, para el cálculo del VNR en el presente trabajo se ha utilizado la Base de Datos de los módulos estándares de inversión para los sistemas de transmisión para el cálculo de Tarifas y Compensaciones del Sistema Secundario de Transmisión; esto debido a que la propuesta de REP debe guardar coherencia en todos sus sistemas de transmisión y debido a que estos módulos establecen la última información validada por el OSINERGMIN.

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

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

5.3. SUBESTACIONES

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

CÓDIGO	S.E Inicio	S.E Llegada	NOMINAL (kV)	SISTEMA	SPT	SST	TOTAL
					US\$	US\$	US\$
L-2280	Zarumilla	Zorritos	220	SPT	3,426,127		3,426,127
L-2249	Zorritos	Talara	220	SST		9,217,977	9,217,977
L-2248	Talara	Flura Oeste	220	SPT	6,984,131		6,984,131
L-2238	Flura Oeste	Chiclayo Oeste	220	SST		14,209,814	14,209,814
	Flura Oeste	Chiclayo Oeste	220	SST		14,209,814	14,209,814
L-2236	Chiclayo Oeste	Guadalupe	220	SPT	5,634,404		5,634,404
L-2234	Guadalupe	Trujillo Norte	220	SPT	6,953,853		6,953,853
L-2232	Trujillo Norte	Chimbote 1	220	SST		9,870,450	9,870,450
L-2233	Trujillo Norte	Chimbote 1	220	SST		10,426,129	10,426,129
L-2215	Chimbote 1	Paramonga Nueva	220	SPT	14,823,448		14,823,448
L-2216	Chimbote 1	Paramonga Nueva	220	SST		14,819,411	14,819,411
L-2213	Paramonga Nueva	Huacho	220	SPT	3,743,037		3,743,037
L-2214	Paramonga Nueva	Zapallal	220	SST		10,937,095	10,937,095
L-2212	Huacho	Zapallal	220	SPT	10,307,680		10,307,680
L-2242/2243	Zapallal	Ventanilla	220	SST		4,843,051	4,843,051
L-2244/2245	Ventanilla	Chavarría	220	SST		1,711,608	1,711,608
L-2246	Ventanilla	Chavarría	220	SST		2,204,321	2,204,321
L-2003/2004	Chavarría	Santa Rosa	220	SPT	1,469,965		1,469,965
L-2010/2011	Santa Rosa	San Juan	220	SST		6,247,531	6,247,531
L-2203/2204	Campo Armiño	Huancavelica	220	SST		14,350,203	14,350,203
L-2203/2231	Huancavelica	Independencia	220	SST		38,298,641	38,298,641
L-2201/2202	Campo Armiño	Pachachaca (*)	220	SST		42,339,235	42,339,235
L-2205/2206	Pachachaca (*)	San Juan	220	SST		26,858,312	26,858,312
L-2218/2219	Campo Armiño	Pachachaca	220	SST		39,078,398	39,078,398
L-2222/2223	Pachachaca	Callahuanca	220	SST		15,490,915	15,490,915
L-2220	Campo Armiño	Huayucachi	220	SST		15,580,982	15,580,982
L-2221	Huayucachi	Zapallal	220	SST		37,084,925	37,084,925
L-2094/2095	San Juan	Chilca	220	SST		17,710,410	17,710,410
L-2090	Chilca	Cantera	220	SST		27,024,245	27,024,245
L-2207	Cantera	Independencia	220	SST		24,173,900	24,173,900
L-2208	Chilca	Independencia	220	SST		12,394,363	12,394,363
L-2209	Independencia	Ica	220	SST		4,072,898	4,072,898
L-2211	Ica	Marcona	220	SST		11,438,653	11,438,653
L-1120	Paragsha II	Huanuco	138	SPT	8,053,104		8,053,104
L-1121	Huanuco	Tingo María	138	SPT	8,235,258		8,235,258
L-1122	Tingo María	Aucayacu	138	SST		4,128,839	4,128,839
L-1124	Aucayacu	Tocache	138	SST		10,805,027	10,805,027
L-1004	Quencoro	Dolorespata	138	SPT	836,247		836,247
L-1005	Quencoro	Tintaya	138	SST		18,911,806	18,911,806
L-1006	Tintaya	Azangaro	138	SPT	10,872,421		10,872,421
L-1007	Cachimayo	Abancay	138	SST		8,372,774	8,372,774
L-1008	Tintaya	Callalli	138	SST		8,381,477	8,381,477
L-1011	Azangaro	Julíaca	138	SST		6,806,142	6,806,142
L-1012	Julíaca	Runo	138	SST		3,502,974	3,502,974
L-1020	Santuario	Callalli	138	SST		7,250,021	7,250,021
L-1021/1022	Santuario	Socabaya	138	SST		4,008,753	4,008,753
L-1023/1024	Socabaya	Cerro Verde	138	SST		1,574,347	1,574,347
L-1025	Toquepala	Mbogueua	138	SST		4,891,641	4,891,641
L-1026	Toquepala	Aricota	138	SST		4,389,934	4,389,934
L-1027	Toquepala	Mil Site	138	SST		41,472	41,472
L-1028	Cerro Verde	Oxidos	138	SST		24,883	24,883
L-1029	Cerro Verde	Reparticion	138	SPT	2,488,310		2,488,310
L-1030	Reparticion	Mollendo	138	SPT	4,786,929		4,786,929
L-6627	Marcona	San Nicolas	60	SST		696,663	696,663
L-6628	Marcona	San Nicolas	60	SST		696,663	696,663
L-6629	Marcona	Mina	60	SST		183,332	183,332
TOTAL					88,614,913	509,260,030	597,874,943

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	1,351,045	3,732,358	201,741	5,285,144	5,285,144	743,695
2	Talara	1,341,841	3,778,475	182,201	5,302,518	4,787,918	1,412,913
3	Pariñas	1,745,836	2,401,333	16,353	4,163,523	3,374,725	1,008,333
4	Piura Oeste	4,891,461	7,705,642	582,870	13,179,973	12,406,596	2,005,455
5	Chiclayo Oeste	6,008,740	8,991,620	582,870	15,583,230	15,053,226	4,211,333
6	Reque	1,639,556	2,456,906	16,353	4,112,816	3,290,253	
7	Guadalupe	2,978,705	7,550,122	416,716	10,945,543	10,724,985	6,188,414
8	Trujillo Norte	11,531,392	11,291,961	982,179	23,805,531	21,335,013	4,259,934
9	Chimbote 1	8,335,146	6,092,000	568,705	14,995,851	11,582,617	1,202,714
10	Paramonga Nueva	3,165,018	5,391,735	234,125	8,790,878	7,721,675	2,281,781
11	Huacho	1,851,477	4,559,090	288,315	6,698,882	6,698,882	1,000,623
12	Zapallal	1,776,599	1,930,116	11,939	3,718,654	3,718,654	743,731
13	Ventanilla	5,259,108	4,589,251	451,696	10,300,055	4,427,857	
14	Chavarría	11,049,396	12,947,855	985,216	24,982,468	4,978,404	1,240,057
15	Santa Rosa	6,626,640	13,827,075	962,385	21,416,100	5,490,325	1,185,930
16	San Juan	8,935,454	9,494,348	715,698	19,145,500	10,981,707	3,272,509
17	Chilca	4,301,194	6,118,485	36,533	10,456,213	8,307,870	
18	Independencia	4,570,458	7,998,688	348,308	12,917,454	11,513,786	
19	Ica	1,850,036	5,395,252	330,341	7,575,629	7,575,629	
20	Marcona	1,834,823	6,170,732	422,450	8,428,005	8,182,615	
21	San Nicolás	534,213	3,352,397	290,832	4,177,443	4,087,082	
22	Callahuanca	1,288,459	1,717,928	6,380	3,012,768	3,012,768	
23	Pachachaca (*)	4,792,141	4,354,739	32,934	9,179,814	8,261,833	917,981
24	Huayucachi	1,560,535	4,103,527	248,596	5,912,658	5,710,833	
25	Huancavelica	1,183,118	2,462,117	101,927	3,747,162	3,747,162	
26	Paragsha II	4,309,541	3,578,578	300,529	8,188,648	1,736,482	434,120
27	Huánuco	777,672	2,561,801	118,417	3,457,890	3,384,455	953,135
28	Tingo María	2,537,486	7,022,846	414,736	9,975,068	4,948,988	467,408
29	Aucayacu	487,225	1,570,564	69,643	2,127,431	2,127,431	
30	Tocache	528,766	1,611,017	68,996	2,208,779	2,208,779	
31	Abancay	495,869	1,843,109	107,888	2,446,866	295,822	
32	Ayaviri	705,297	1,668,119	71,434	2,444,850	2,444,850	
33	Azángaro	2,271,248	4,414,855	230,276	6,916,380	4,859,074	
34	Cachimayo	1,057,932	2,673,974	122,590	3,854,496	408,914	
35	Callalli	965,317	2,223,178	111,830	3,300,325	790,696	
36	Cerro Verde	974,908	1,547,704	8,675	2,531,288	2,531,288	632,822
37	Combapata	530,381	1,620,382	74,670	2,225,433	2,134,618	
38	Julica	1,600,069	4,784,458	325,111	6,709,637	6,709,637	
39	Mollendo	787,948	4,730,201	381,640	5,899,788	301,566	301,566
40	Moquegua	4,166,999	7,247,915	290,219	11,705,133	455,520	
41	Puno	1,409,771	5,146,764	378,428	6,934,963	4,592,415	
42	Quencoro	1,462,811	4,328,265	243,731	6,034,807	4,386,129	488,413
43	Repartición	1,275,873	2,678,164	134,369	4,088,405	735,721	735,721
44	Santuario	1,702,206	5,890,803	390,844	7,983,852	1,371,087	
45	Socabaya	9,545,328	10,902,059	960,232	21,407,620	8,384,713	
46	Tintaya	2,320,577	4,887,965	262,799	7,471,341	5,985,903	1,680,913
47	Toquepala	617,502	1,834,550	97,912	2,549,965	2,549,965	
TOTAL (US\$)		140,933,116	233,181,025	14,182,633	388,296,775	255,601,609	37,369,501

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.

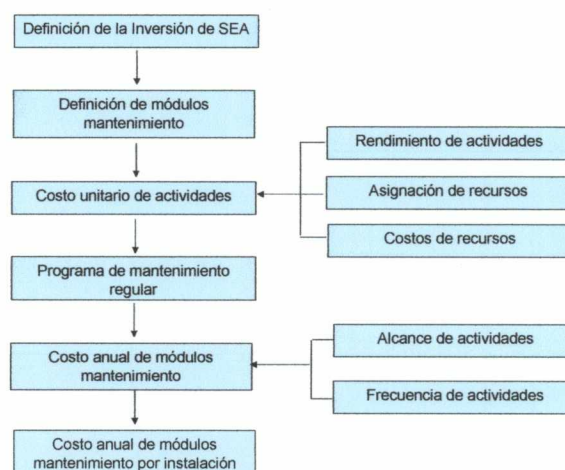


Figura 02

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.

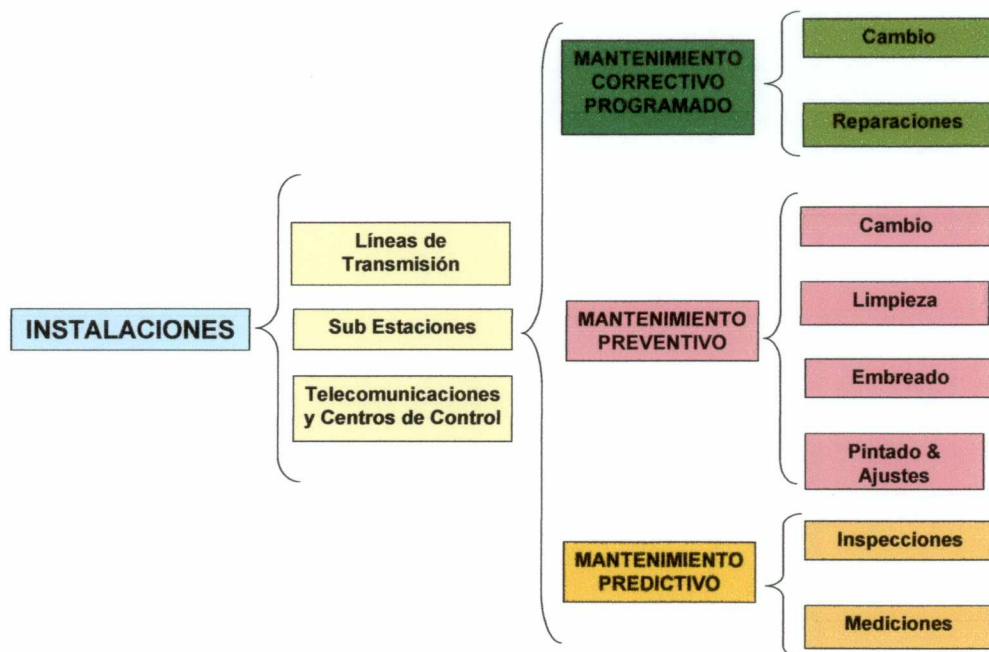


Figura 03

- 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 Bifiliares en Cuellos Muertos
Mantenimiento de Caminos de Accesos	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento de Defensas, Ríos y Avenidas
	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Faja de Servidumbre (Costa)
		Mantenimiento de Trochas Carrozables
		Mantenimiento de Caminos Peatonales
Mantenimiento Electromecánico de Líneas Aéreas	Mantenimiento Correctivo Programado	Cambio de Aisladores
		Cambio de Conductores
		Cambio de Ferretería
		Reparación de Conductores
		Cambio de Cable de Guarda
Mantenimiento de Estructuras de Líneas Aéreas	Mantenimiento Preventivo	Pintado de Estructuras
	Mantenimiento Correctivo Programado	Pintado de Fases y Rótulos
		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 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 metrandó el equipamiento que tiene cada una de ellas, tal como número de interruptores, seccionadores, grapas, y otros para los cuales se les asigna una actividad de mantenimiento.

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

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 Correctivo Programado	Mantenimiento Tablero de Control, Medición y Protección
Mantenimiento Celda Compensación 220 kV	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Electromecánico Celda de Línea
		Mantenimiento Electromecánico Celda de Compensación
		Mantenimiento Tablero de Control, Medición y Protección
		Pintado de Reactor
		Medición de Puntos Calientes
		Pruebas de Interruptores
	Mantenimiento Predictivo	Pruebas de Seccionadores
		Pruebas Eléctricas del Reactor
		Análisis Físico Químico y Cromatográfico de Aceites
	Mantenimiento Correctivo Programado	Prueba de Transformador de Medida
		Mantenimiento Integral de Interruptores
		Mantenimiento Integral de Seccionadores
Mantenimiento de Transformador de Potencia	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Integral del Reactor
		Regeneración de Aceite Aislante
		Mantenimiento Electromecánico del Transformador
	Mantenimiento Predictivo	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 Servicios Auxiliares	Mantenimiento Preventivo	Regeneración de Aceite Aislante
		Mantenimiento Integral del Transformador
	Mantenimiento Correctivo Programado	Mantenimiento Mayor Conmutador Bajo Carga
		Mantenimiento Banco de Baterías
Mantenimiento de Edificios	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Cargador de Baterías
		Mantenimiento Tablero de Servicios Auxiliares
		Mantenimiento Integral Transformador SS AA
		Mantenimiento Cerco Perimetral
		Mantenimiento Ductos y Canaletas
		Mantenimiento Edificios de Control
		Mantenimiento Sistema Suministro de Agua
		Mantenimiento Sistema de Iluminación
Pintado de Estructuras y Pórticos		
Mantenimiento de Seguridad	Mantenimiento Preventivo	Fumigación de Canaletas y Cajas de Interconexión
		Fumigación de Ambientes
Mantenimiento Sistema de Puesta a Tierra	Mantenimiento Preventivo	Seguridad e Higiene Industrial
	Mantenimiento Predictivo	Mantenimiento de Sistema de Puesta a Tierra
		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 del Sistema de Radio HF
		Mantenimiento al Mimico del Centro de Control
		Mantenimiento al Software del Centro de Control

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

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

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

Los montos a ser utilizados en el mantenimiento de centro de control es el pago que se realizará a los terceros por realizar esta labor.

RESULTADOS

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

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.

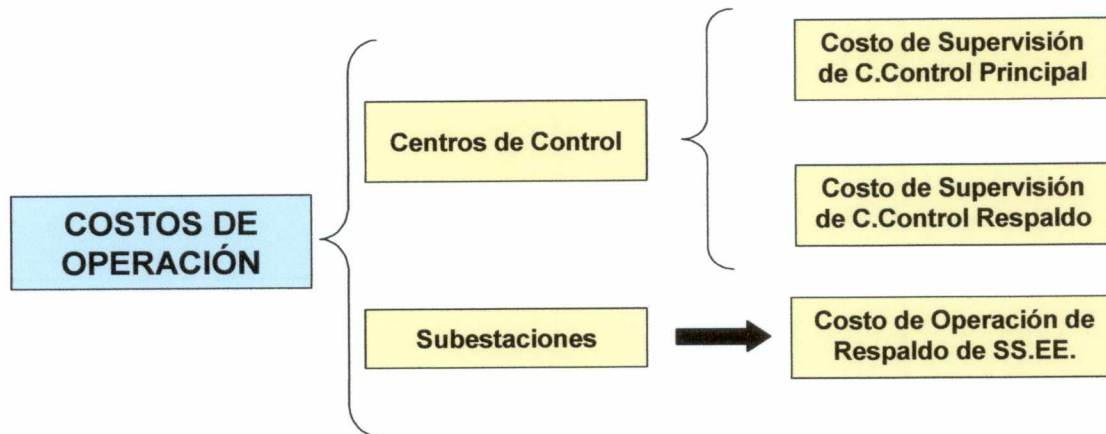


Figura 04

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 Electrónico

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.

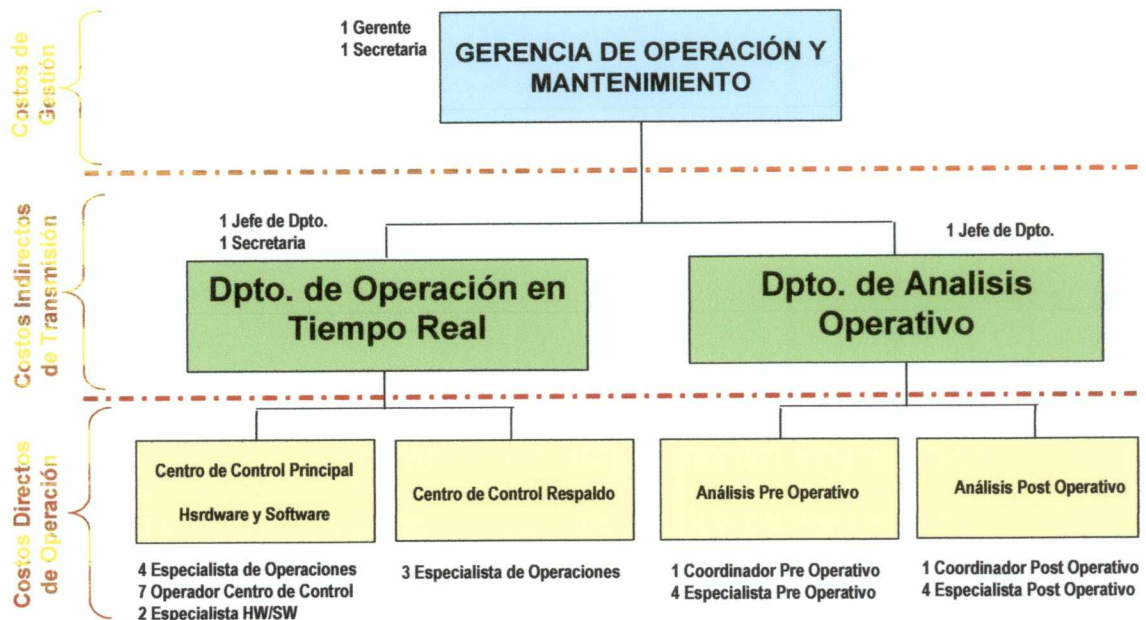


Figura 05

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 Nº 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.

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.

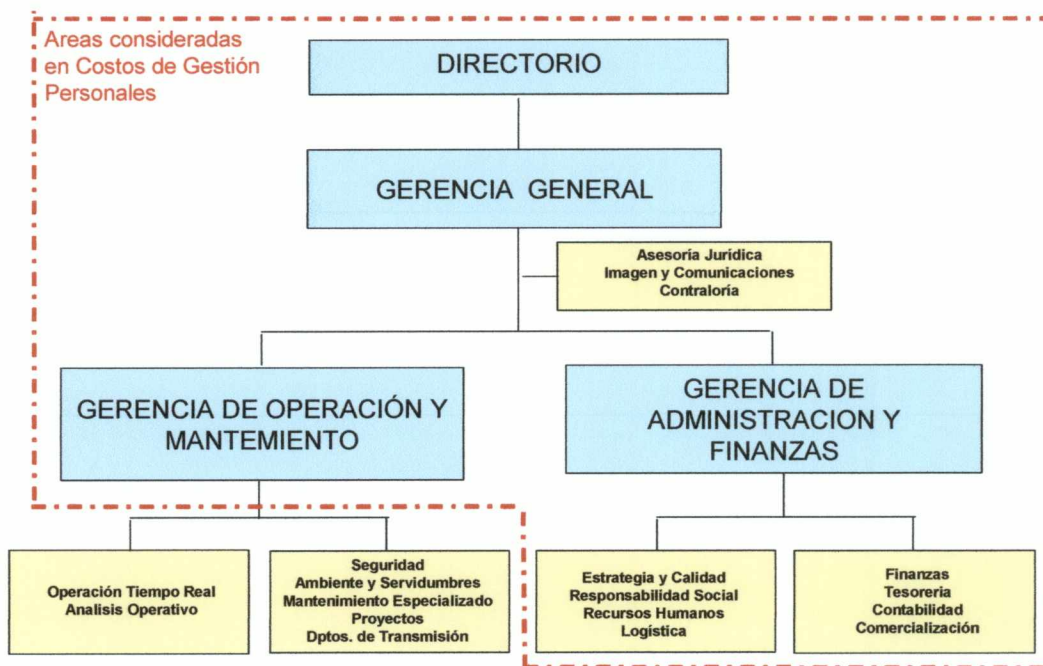


Figura 06

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

podiera 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 subsele, 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	259,378	1,687,959	1,947,337
Operación CC	41,723	243,885	285,609
Operación de Subestaciones	217,655	1,444,074	1,661,729
MANTENIMIENTO	1,487,977	5,696,465	7,184,443
Líneas de Transmisión	1,063,545	3,344,163	4,407,708
Subestaciones	358,494	1,966,875	2,325,370
Mantenimiento CC Y TEL	65,938	385,427	451,365
GESTIÓN	2,282,602	13,391,069	15,673,671
Personal	1,064,421	6,221,628	7,286,049
No Personales	1,218,181	7,169,441	8,387,622
Costos No Personales sin Seguros	879,496	5,140,890	6,020,386
SEGUROS	338,685	2,028,551	2,367,236
SEGURIDAD	203,895	1,110,170	1,314,065
COSTOS INICIALES			
Sub Total COyM	4,233,853	21,885,664	26,119,517
VNR	123,056,003	737,042,536	860,098,539
COyM/VNR	3.44%	2.97%	3.04%