



PERÚ

Presidencia
del Consejo de Ministros

Organismo Supervisor de la Inversión
en Energía y Minería - OSINERGMIN

“Año de la Promoción de la Industria Responsable y del Compromiso Climático”

Lima, 06 de enero de 2014

OFICIO N° 0015-2014-GART

Señor
Luis Lazo Velarde
Representante del Subcomité de Transmisores
COES-SINAC
Dirección: Calle Juan de la Fuente N° 453, Urb. San Antonio
Miraflores

Asunto : Observaciones al Estudio Técnico-Económico presentado por el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC para la Regulación de Mayo 2014


Referencia : 1) Carta STCOES N° 020-2013 recibido el 14/11/2013
2) D.0496-2013-GART

De mi mayor consideración:

Tengo al agrado de dirigirme a usted para hacerle llegar adjunto las observaciones de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERGMIN al Estudio Técnico-Económico presentado por el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC para la Fijación de Precios en Barra del período mayo 2014 – abril 2015.

A fin de cumplir con el cronograma establecido por OSINERGMIN para el desarrollo de la regulación tarifaria, agradeceremos se sirva alcanzarnos, a más tardar el 3 de febrero de 2014, la respuesta a las observaciones que se formulan, tanto en forma impresa como en medio magnético, a fin de permitir su evaluación dentro de los límites de tiempo establecidos en las normas para el desarrollo del proceso. De esta manera los cálculos justificatorios que se realicen deberán venir acompañados de las respectivas planillas de cálculo, en medio óptico o magnético, que le permitan a OSINERGMIN efectuar la rápida evaluación de las mismas.

Atentamente,


Victor Ormeño Salcedo
Gerente
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria

Adjunto: Informe N° 0003-2014-GART

Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria
Av., Canadá 1460 San Borja
Teléfono 224-0487 Fax 224-0491

 **Osinergmin**
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA



ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

GERENCIA ADJUNTA DE REGULACIÓN TARIFARIA

✉ AV. CANADA N° 1460 - SAN BORJA

☎ 224 0487 224 0488 - FAX 224 0491

Informe N° 0003-2014-GART

OBSERVACIONES AL ESTUDIO TECNICO ECONOMICO PRESENTADO POR EL SUBCOMITE DE TRANSMISORES DEL COES-SINAC PARA LA REGULACIÓN DE MAYO 2014



Lima, enero de 2014

ÍNDICE

I.	INTRODUCCION _____	4
	MODIFICACIONES DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS _____	4
	PRESENTACIÓN DE LA PROPUESTA DEL SUBCOMITÉ DE TRANSMISORES DEL COES-SINAC Y OBSERVACIONES DE OSINERGMIN _____	5
II.	OBSERVACIONES AL ESTUDIO DEL SUBCOMITÉ _____	6
	OBSERVACIONES GENERALES _____	6
	RED DE ENERGÍA DEL PERÚ _____	7
	1. Valor Nuevo de Reemplazo _____	7
	2. Costos de Operación y Mantenimiento _____	11
	ETESSELVA _____	16
	3. costos de operación Y mantenimiento _____	16
	REDESUR _____	22
	4. Valor Nuevo de Reemplazo _____	22
	5. Costos de Operación y Mantenimiento _____	22
	TRANSMANTARO _____	22
	6. Valor Nuevo de Reemplazo _____	22
	7. Costos de Operación y Mantenimiento _____	23
	ISA PERU _____	23
	8. valor nuevo de reemplazo _____	23
	9. Costos de Operación y Mantenimiento _____	24
	SAN GABAN _____	24
	10. Costos de Operación y Mantenimiento _____	24
	ANTAMINA _____	28
	11. Costos de Operación y Mantenimiento _____	28
	ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE S.A. _____	32
	12. Costo de Inversión _____	32
	13. Costos de Operación y Mantenimiento _____	32



LIQUIDACIÓN ANUAL DE CONTRATOS DE CONCESIÓN BOOT, RA Y SGT	32
14. Liquidaciones	32
PEAJE POR CONEXIÓN	33
15. Factores de Pérdidas Marginales	33
16. Ingreso Tarifario	33
17. Peajes	34
18. Fórmulas de Actualización	34
19. Cargos Unitarios Adicionales de Compensación	34



I. INTRODUCCION

MODIFICACIONES DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

Mediante la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada el 23 de julio de 2006, se modificó, entre otros, el Artículo 51° del Decreto Ley N° 25844¹, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "LCE"), el mismo que establece la oportunidad de presentación de los estudios técnico-económicos de las Propuestas de Precios en Barra, quiénes se encuentran autorizados a efectuar dicha presentación y el contenido de los mencionados estudios.

Mediante la Resolución OSINERGMIN N° 080-2012-OS/CD, se aprobó la norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", la cual incorpora como Anexo A.1 el "Procedimiento para Fijación de Tarifas en Barra", el mismo

¹ **Artículo 51°.**- Antes del 15 de noviembre de cada año el Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores, en la actividad que les corresponda, presentarán al OSINERG los correspondientes estudios técnico-económicos de las propuestas de Precios en Barra, que expliciten y justifiquen, entre otros aspectos, lo siguiente:

- I. La demanda de potencia y energía del sistema eléctrico para el período de estudio;
- II. El programa de obras de generación y transmisión;
- III. Los costos de combustibles, Costos de Racionamiento y otros costos variables de operación pertinentes;
- IV. La Tasa de Actualización utilizada en los cálculos;
- V. Los costos marginales;
- VI. Precios Básicos de la Potencia de Punta y de la Energía;
- VII. Los factores nodales de energía;
- VIII. El Costo Total de Transmisión considerado;
- IX. Los valores resultantes para los Precios en Barra; y,
- X. La fórmula de reajuste propuesta.

Asimismo el Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores, deberán entregar al COES toda la información relevante para los cálculos tarifarios, para ser puestos a disposición de los interesados que lo soliciten.

Para la aplicación del presente artículo OSINERG definirá los procedimientos necesarios.



que contiene los plazos para las diferentes etapas que deben llevarse a cabo durante el proceso regulatorio.

PRESENTACIÓN DE LA PROPUESTA DEL SUBCOMITÉ DE TRANSMISORES DEL COES-SINAC Y OBSERVACIONES DE OSINERGMIN

Con fecha 14 de noviembre de 2013, el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC (en adelante "SUBCOMITE") presentó ante OSINERGMIN su Estudio Técnico – Económico para la determinación de los Precios en Barra correspondiente al período mayo 2014 – abril 2015 (en adelante el "ESTUDIO").

El presente documento contiene las Observaciones al ESTUDIO efectuadas por OSINERGMIN, de conformidad con lo dispuesto por el Artículo 52° de la LCE²; por la norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 080-2012-OS/CD; y por el principio de transparencia establecido en la Ley N° 27332 – Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos –.

Para el análisis del ESTUDIO y la formulación del conjunto de observaciones que se desarrolla más adelante, se han empleado los criterios, modelos y metodología que se utilizarán para la fijación de las tarifas.

Este informe de observaciones está dirigido para ser respondido por el SUBCOMITE, e implicará una modificación en su propuesta, conforme a la absolución que se realice de las observaciones aquí presentadas.

La respuesta a las observaciones que se formulan deberá ser remitida tanto en forma impresa como en medio magnético a fin de permitir su evaluación dentro de los límites de tiempo establecidos en las normas para el desarrollo del proceso³. De esta manera los cálculos justificatorios que se realicen deberán venir acompañados de las respectivas planillas de cálculo, en medio óptico o magnético, que le permitan a OSINERGMIN efectuar la rápida evaluación de las mismas.



- 2 **Artículo 52°.**- OSINERG efectuará sus observaciones, debidamente fundamentadas, a las propuestas de los Precios en Barra.
Los responsables deberán absolver las observaciones y/o presentar un nuevo estudio, de ser necesario. Absueltas las observaciones o vencido el término sin que ello se produjera, OSINERG procederá a fijar y publicar las tarifas y sus fórmulas de reajuste mensuales, antes del 30 de abril de cada año.
- 3 **Artículo 122° (RLCE).**- En los casos en que la Comisión haya presentado observaciones a los estudios de costos presentados por el COES o los concesionarios para la fijación tarifaria, y éstas no hayan sido absueltas a satisfacción de la Comisión, corresponderá a la Comisión establecer los valores finales y fijar las tarifas dentro de los márgenes que señalan los Artículos 53° y 71° de la Ley.

II. OBSERVACIONES AL ESTUDIO DEL SUBCOMITÉ

Los sustentos e información que se presenten serán evaluados a fin de verificar la consistencia y trazabilidad de la propuesta, así como el cumplimiento de la normatividad pertinente y del criterio de eficiencia que exige el marco regulatorio para la regulación de las instalaciones de transmisión.

En el presente documento se presentan las observaciones a la propuesta de peaje contenida en el ESTUDIO, sin perjuicio que de modificarse el Sistema de Transmisión se deba incluir (o excluir) nuevas instalaciones en el cálculo tarifario.

Los resultados presentados estarán sujetos a las actualizaciones que correspondan a las siguientes etapas del procedimiento regulatorio establecido, en sus diversos componentes, tales como: tipo de cambio, índice de precios al por mayor, índice WPSO3500, liquidación anual, costos de Módulos Estándares de transmisión, entre otros, según el caso.

OBSERVACIONES GENERALES

– **Uniformidad en archivos de cálculo**



El SUBCOMITE no presenta de manera uniforme los archivos de cálculo utilizados para determinar los Costos de Operación y Mantenimiento (en adelante "COyM"); para el caso de las empresas REP y ANTAMINA, dichos cálculos se desarrollan sobre la base de los archivos utilizados por OSINERGMIN en las diferentes fijaciones tarifarias; sin embargo, para las empresas ETESELVA y SAN GABÁN, los cálculos son desarrollados sobre la base de otros formatos que no siguen la misma estructura de las hojas de cálculo presentadas para REP y ANTAMINA. Al respecto, con la finalidad de facilitar la revisión y trazabilidad de los archivos, es necesario que los mismos se desarrollen sobre la base de los archivos de cálculo

presentados por OSINERGMIN y los que son utilizados por REP y ANTAMINA.

– **Falta de sustento y vinculación de hojas de cálculo**

En términos generales no se acompaña toda la documentación que sustente los valores obtenidos en el ESTUDIO.

Asimismo, las hojas de cálculo en formato Excel que se acompañan al ESTUDIO no se encuentran debidamente vinculadas, lo que dificulta la trazabilidad de los valores propuestos.

– **Uniformización de parámetros**

El SUBCOMITE no ha uniformizado los parámetros (tipo de cambio e IPM) utilizados en los archivos de cálculo de COyM para todas las empresas transmisoras y en el archivo para el cálculo de peajes “Fita May 14 STCOES -SINAC T V1.xls”; por un lado se utiliza un tipo de cambio de 2,782 S/./US\$ que corresponde al 30 de setiembre de 2013 y por otro se utiliza el de 2,77 que corresponde al 31 de octubre de 2013.

– **Actualización de valores presentados**

Los resultados presentados estarán sujetos a las actualizaciones que correspondan a las siguientes etapas del procedimiento regulatorio establecido, en sus diversos componentes, tales como: Tipo de Cambio, Índice de Precios al Por Mayor, Índice WPSSO3500, liquidación anual, costos de Módulos estándares de transmisión, entre otros, según el caso.

RED DE ENERGÍA DEL PERÚ

1. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO

- 1.1 El Valor Nuevo de Reemplazo (en adelante “VNR”) propuesto se ha incrementado en 3,92% con respecto al vigente. Al respecto, se requiere se explique en detalle las razones de los valores propuestos, dado que existen algunas instalaciones donde se observa incrementos de más de 20% y otros de hasta 70% conforme se muestra en el Cuadro N° 1.

Cuadro N° 1: Diferencias entre VNR Propuesto y Vigente



CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	VNR_VIGENTE (US\$)	VNR_2014 (US\$)	DIF. %
L-2280	Zorritos	Zarumilla	3 798 064	4 980 560	31,13%
L-1120	Paragsha II	Huánuco	6 767 613	9 922 168	46,61%
L-2224	Celda en SE Pachachaca		837 549	1 045 747	24,86%

CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	VNR_VIGENTE (US\$)	VNR_2014 (US\$)	DIF. %
C.Control Principal	San Juan		863 704	1 513 050	75,18%
C.Control Respaldo	Planicie		98 296	160 578	63,36%
TOTAL			133 935 511	139 192 387	3,92%

- 1.2 Existe una vinculación incorrecta entre los archivos de cálculo del VNR y COyM presentados como parte del ESTUDIO, es decir, se hace la vinculación a archivos en direcciones ajenas a las carpetas presentadas. Asimismo, no se adjuntan los archivos a los cuales se hace el llamado de vinculación, lo cual no permite su trazabilidad y la revisión de dichos archivos. La relación se muestra en el Cuadro N° 2.

Cuadro N° 2: Archivos vinculados no incluidos en el ESTUDIO

Archivos BASE	Archivos Vinculados	Estado
VNR-REP-2014.xls	COyM REP 2014.xlsx	Vinculación incorrecta
	RES_MOD_2013.xls	Vinculación incorrecta
COyM REP 2014.xlsx	VNR-REP-2014.xls	Vinculación incorrecta
RA (May14-Abr15).xls	Recalculo RA (May08-Abr09).xls	No se incluye
	Anexo 1 REP.xls	Vinculación incorrecta
	RA (May11-Abr12 (6.5.2011)).xls	No se incluye
	RA (May11-Abr12 (22.08.2011)).xls	No se incluye
	RA (May10-Abr11) Rec. Recons..xls	No se incluye
	RA (May12-Abr13) v2 .xls	No se incluye
	RA (May10-Abr11).xls	No se incluye
	LREP-MAY-ABR-2009 (Rev Junio).xls	No se incluye
	revisión Resol. 053-2013 - REP.xlsx	No se incluye
	RA (May09-Abr10).xls	No se incluye



Archivos BASE	Archivos Vinculados	Estado
	RA (May13-Abr14) - sin COyM comparación con OSINERGMIN.xls	No se incluye
	RA (May13-Abr14) - 135-2013-OS-CD (falta revisar).xls	No se incluye
2013-REP.xlsx	Generación demanda.xlsx	No se incluye
	mantaro Lima.xlsx	No se incluye
	SEPANU.xlsx	No se incluye
	Ingreso tarifario.xlsx	No se incluye
	IT SPT.xlsx	No se incluye
	PC SPT.xlsx	No se incluye
	Generación.xlsx	No se incluye
	REP PC SSTySCT.xlsx	No se incluye

Al respecto, es necesario se revise las vinculaciones y se adjunte la relación de archivos faltantes conforme al cuadro anterior.

- 1.3 En la nueva SET Amarilis, cuyo ingreso se prevé para el 11 de abril de 2015; serán implementadas tres celdas de línea (hacia las subestaciones de Tingo María, Huánuco y Paragsha) y una celda de acoplamiento de doble barra; asimismo, se prevé espacios para la futura instalación de tres celdas de línea en 138 kV y un transformador de 138/22.9/10 kV; sin embargo, en la Hoja "Amarilis" del archivo "VNR-REP-2014.xls" donde se realizan las valorizaciones, no se consideran dichos espacios, dado que el área de terreno se ha determinado en función de solo 3 celdas de línea. Al respecto, se requiere que se sustenten las razones por las cuales no se considera el área de terreno correspondiente a las 6 celdas de línea, y en caso contrario, realizar las correcciones respectivas en su propuesta.
- 1.4 En la valorización de la nueva SET Amarilis, se observa que las celdas de la línea a Paragsha II y a Tingo María se consideran como Sistema Principal de Transmisión (en adelante "SPT"), cuando dichas celdas corresponden a la Ampliación N° 16 del Contrato de Concesión. Asimismo, en la SET Huánuco, la celda de la línea a la SET Amarilis ha sido modificada en su denominación de SPT a Sistema Secundario de Transmisión (en adelante "SST"). Al respecto, se requiere que se sustenten las razones por las cuales se están considerando celdas que corresponden a ampliaciones del Contrato de Concesión, como parte del SPT y para la SET Huánuco, se explique el cambio de denominación de la celda indicada de SPT a SST.



- 1.5 Para la determinación del VNR, no se está aplicando correctamente la codificación de los Módulos Estándares de Transmisión, lo cual trae consigo una valorización incorrecta de las instalaciones de transmisión. Por ejemplo, en la SET Amarilis, REP considera para las celdas de línea el módulo "CE-138SIU4C1EDBLI3" correspondiente a altitudes mayores a 4 000 m.s.n.m., cuando dicha subestación estaría ubicada a una altitud aproximada de 1 900 m.s.n.m., según se indica en el Anexo 1 de la Ampliación N° 16. Al respecto, se requiere la revisión total de la aplicación de módulos para los nuevos elementos adicionados como parte de las ampliaciones, y de ser necesario, realizar las correcciones respectivas en su propuesta.
- 1.6 En la Hoja "Detalles VNR-LLTT" del archivo "VNR-REP-2014.xls", en lo que respecta a la LT 138 kV Paragsha – Huánuco (Amarilis), 86 km (L-1120), se ha modificado la codificación del módulo asignado de "LT-138SIR1TAS1C1300A", a "LT-138SIR1TAS1C1400A", incrementando la sección del conductor de 300 a 400 mm² sin justificación alguna. Al respecto, se requiere justificar la modificación del módulo asignado, toda vez que el incremento de capacidad de 45 a 75 MVA establecido en el Ampliación N° 16 para dicha línea, no implica el cambio de la sección de conductor.
- 1.7 En la Hoja "Huánuco" del archivo "VNR-REP-2014.xls" se ha retirado la celda de línea a Paragsha, en razón de la nueva configuración del sistema a la entrada de la nueva SET Amarilis; sin embargo, no se indica la disposición final de la misma. Al respecto, es necesario detallar, donde corresponda, la disposición final de dicha celda.
- 1.8 En la Hoja "Paragsha II" del archivo "VNR-REP-2014.xls", se observa que la descripción para la celda de salida a la SET Amarilis, se indica como "Celda de Línea a Huánuco" cuando debería indicarse como "Celda de Línea a Amarilis" debido a la reconfiguración de la red de transmisión, a la entrada en operación comercial de la nueva SET Amarilis 138 kV y las variantes de la LT Amarilis – Paragsha II – Tingo María 138 kV. Al respecto, es necesario se explique por qué no se ha considerado la nueva descripción de la celda o, en su defecto, realizar las correcciones donde corresponda.
- 1.9 En la Hoja "CC" del archivo "VNR-REP-2014.xls", el cuadro titulado "Valor Nuevo de Reemplazo Sistema Total - REP (únicamente para los Inductores)", contiene valores diferentes a los que se indica en el cuadro "Valor Nuevo de Reemplazo Sistema Total - REP (únicamente para los Inductores)" de la Hoja "VNR-Total" del mismo archivo. Al respecto, es necesario se explique la utilización de estos valores diferentes de la Hoja "CC", dado que los mismos influyen en el cálculo de los inductores de asignación a la actividad de transmisión principal.
- 1.10 Para la actual Fijación Tarifaria 2014, corresponde realizar la actualización del VNR de los siguientes elementos mostrados en el Cuadro N° 3.



Cuadro N° 3: Instalaciones que corresponden actualizar el VNR del SPT

CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN
L-2280	Zorritos	Zarumilla
L-1120	Paragsha II	Huánuco
L-2224	Celda en SE Pachachaca	
C.Control Principal	Lima	
C.Control Respaldo	Arequipa	

Al respecto, la actualización del VNR del centro de control se realizó considerando, además de las 45 SET's, los módulos incrementales para subestaciones nuevas que son producto de las Adendas suscritas por el Concedente y la Sociedad Concesionaria. Al respecto, es necesario se sustente en detalle este criterio empleado, debido a que el centro de control principal y de respaldo es considerado como parte del SPT, mientras que los incrementales de centro de control para nuevas subestaciones, que forman parte de las ampliaciones, no corresponden ser considerados como adicionales al SPT.

- 1.11 Las observaciones descritas en los párrafos anteriores deben ser extensivas para todo el archivo de cálculo correspondiente al VNR, dado que a manera de ejemplo sólo se ha indicado los casos puntuales.

2. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

- 2.1. El archivo correspondiente al cálculo de COyM, contiene errores del tipo "#N/A". Al respecto, se solicita revisar e incluir todos los archivos a los cuales se realiza la vinculación, para evitar este tipo de errores que impiden realizar el trazado correcto de los cálculos.
- 2.2. Los porcentajes para determinar la participación del SPT y SST en el sistema de transmisión de REP (Inductores), consignados en la Hoja "Índices" del archivo "COyM REP-2014", hacen referencia a valores de la fijación Tarifaria del año 2013. Al respecto, es necesario se explique por qué no se están considerando los valores actualizados determinados en el archivo "VNR-REP-2014.xls" o, en su defecto, corregir donde corresponda.
- 2.3. Los rubros que componen los COyM, experimentan incrementos superiores al 13% respecto a los considerados en la regulación vigente, mientras que el rubro de Costos No Personales sin Seguros, se reduce en el orden de 6%.

En el Cuadro N° 4 se muestra el resumen de dichas variaciones, entre lo propuesto por REP y lo vigente, requiriéndose que se explique en detalle las razones por las cuales en unos casos los valores se reducen, mientras en otros se incrementan.



Cuadro N° 4: Diferencias entre COyM Propuesto y Vigente

RUBRO	PROPUESTA REP 2014	VIGENTE	VARIACION (%)
OPERACIÓN	283 675	255 615	10,98%
Operación CC	44 746	44 746	0,00%
Operación de Subestaciones	238 929	210 869	13,31%
MANTENIMIENTO	1 489 139	1 455 457	2,31%
Líneas de Transmisión	1 028 574	1 028 574	0,00%
Subestaciones	392 176	358 494	9,40%
Mantenimiento CC y TEL	68 389	68 389	0,00%
GESTIÓN	2 340 968	2 305 633	1,53%
Personal	1 171 410	1 087 869	7,68%
No Personales	1 169 558	1 217 765	-3,96%
Costos No Personales sin Seguros	798 946	849 136	-5,91%
SEGUROS	370 612	368 629	0,54%
SEGURIDAD	208 041	189 105	10,01%
Sub Total COyM	4 321 822	4 205 810	2,76%

- 2.4. Los costos unitarios de diversos recursos (Mano de Obra, Materiales, Maquinaria y Equipos), empleados para la determinación del COyM, que se consignan en la hoja "M-002" del archivo "COyM REP-2014", se encuentran en valores y sin sustento alguno. Al respecto, se solicita incluir dicho sustento mediante revistas, boletín CAPECO, cotizaciones u otros que validen los valores consignados.



Operación de Centros de Control

- 2.5. El análisis de costos unitarios de operación de centros de control desarrollado en la hoja "M-403" del archivo "COyM REP-2014", se encuentra en valores lo que no permite verificar el sustento de la remuneración mensual del operador de centro de control y el auxiliar

técnico. Al respecto, es necesario se incluya el sustento de los mismos, dado que dichas remuneraciones corresponden a lo considerado en la fijación tarifaria del año 2013.

Operación de Subestaciones

- 2.6. Es necesario que se detalle el sustento con que se formula la tabla "NUMERO DE MANIOBRAS POR CANTIDAD DE CELDAS" contenida entre las celdas "W61:AC70" de la Hoja "AUX-405" del archivo "COyM REP-2014.xls". Al respecto, dichos valores deben guardar coherencia con la frecuencia anual de operación programada y no programada utilizada para generar las actividades de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo.

Asimismo, en la misma Hoja "AUX-405", existen celdas sin formulación y con datos no vinculados entre las celdas "X8:AC57", por lo que resulta necesario corregir donde corresponda.

- 2.7. Los costos unitarios de Mano de Obra, empleados para la determinación del COyM, que se consignan en la hoja "M-401" del archivo "COyM REP-2014", se encuentran en valores y no se sustentan; ello debido a que se ejecutó la opción "romper vínculos" de dicho archivo, originando que todos los valores vinculados a los archivos complementarios (recursos de mantenimiento, análisis de costos unitarios, entre otros), queden sin sustento y/o actualización. Al respecto, se requiere incluir la vinculación respectiva con los archivos complementarios que sustenten los valores propuestos.

Mantenimiento de Líneas de Transmisión

- 2.8. Los costos de mantenimiento anual de líneas de transmisión consignados en la hoja "M-102" del archivo "COyM REP-2014", están multiplicados por el factor "1,034" e inclusive algunas instalaciones como la línea "L-2249A" se han multiplicado dos veces por el mismo factor mencionado. Al respecto, al ser una observación recurrente en los procesos anteriores, se solicita incluir el sustento de dicho factor o en su defecto realizar las correcciones respectivas en su propuesta.
- 2.9. Los costos de mantenimiento anual para las líneas de Ventanilla a Chavarría (ítems 24 y 25) consignados en la hoja "M-102" del archivo "COyM REP-2014", se han incrementado en 100%. Al respecto, es necesario incluir el sustento de dicho incremento o en su defecto realizar las correcciones respectivas en su propuesta.
- 2.10. Los costos de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo consignados en las hojas "M-101-LT" y "M-101-LT-01" del archivo "COyM REP-2014", se encuentran en valores, lo que no permite verificar su trazabilidad. Al respecto, es necesario incluir el sustento de dichos valores, presentando el desarrollo de costos de cada una de las actividades de mantenimiento.



Mantenimiento de Subestaciones

- 2.11. Los costos de mantenimiento consignados en la hoja "M-202-01" del archivo "COyM REP-2014", se encuentran en valores lo que no permite verificar la trazabilidad de los mismos con la hoja "M-201-01". Al respecto, es necesario que se indique el sustento de los valores presentados como costos unitarios de cada una de las actividades.
- 2.12. Los costos de mantenimiento de subestaciones consignados en la Hoja "M-202-01" del archivo "COyM REP-2014", que se resumen entre las columnas "K:O" y se vinculan a la Hoja "M-203" del mismo archivo; no se están considerando la sumatoria correctamente para determinar el monto que corresponde al SPT y/o SST, en muchos casos se utilizan los porcentajes de la fijación anterior, como ejemplo podemos mencionar a la SET Huánuco y San Juan. Al respecto, es necesario que se indique el sustento de los valores presentados y/o corregir de ser el caso.

Mantenimiento de Centro de Control y Telecomunicaciones

- 2.13. Los costos unitarios de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo consignados en las hojas "M-301-01" y "M-302-01" del archivo "COyM REP-2014", se encuentran en valores lo que no permite verificar la trazabilidad de los mismos. Al respecto, se solicita incluir el sustento de dichos valores presentando el desarrollo de costos de cada una de las actividades.

Gestión

- 2.14. El detalle de gastos en dietas al directorio consignados en la hoja "M-501" del archivo "COyM REP-2014", se ha modificado en lo que respecta a la dieta mensual bruta (aumento en 17%) y a la cantidad de directores (aumento en 50%); en ambos casos REP considera información que corresponde a ELECTROPERÚ y es por ello que se suscitan dichos incrementos que ascienden a 60% respecto al vigente. Al respecto, es necesario se explique la razón de considerar un directorio que no corresponde a REP, sino a una empresa con diferente actividad en el sector eléctrico, y en su defecto realizar las correcciones respectivas en su propuesta.
- 2.15. En la hoja "M-501" del archivo "COyM REP-2014", se observa que la remuneración mensual para los cargos que figuran en el Cuadro N° 5, se han incrementado hasta en 395% sin sustento alguno. Asimismo, para los cargos que no figuran en el siguiente cuadro, el haber mensual no ha sido actualizado conforme corresponde. Al respecto, es necesario se sustente los valores propuestos indicando la fuente correspondiente, dado que los mismos obedecen a la modificación del código registro (COD REG). En lo que respecta al costo de personal para los cargos que no han sido actualizados, es necesario que se considere la encuesta de sueldos publicada por la empresa PriceWaterHouseCooper.



Cuadro N° 5: Diferencias Haber Mensual y COD REG

Vigente			Propuesta REP 2014		Diferencias
COD REG	Cargo	Haber Mensual (US\$)	COD REG	Haber Mensual (US\$)	Haber Mensual (%)
15	Contralor	2 116	22	10 473	394,9%
24	Gerente de Operaciones	9 505	22	10 473	10,2%
49	Jefe de Unidad Análisis Operativo	3 866	10	8 066	108,6%
41	Jefe de Centro de Control	3 771	10	8 066	113,9%
29	Gerente de Transmisión	9 062	22	10 473	15,6%
44	Jefe de unidad Transmisión Centro	4 324	10	8 066	86,5%
44	Jefe de unidad Transmisión Sur	4 324	10	8 066	86,5%
44	Jefe de unidad Transmisión Norte	4 324	10	8 066	86,5%
44	Jefe de unidad Transmisión Este	4 324	10	8 066	86,5%
44	Jefe Departamento Mantto Especializado	4 324	10	8 066	86,5%
4	Gerente Comercial(*)	9 517	22	10 473	10,0%

(*) En la Fijación Tarifaria Vigente, el cargo corresponde a Jefe Departamento Comercial.

2.16. La remuneración anualizada del Directorio consignada en la hoja "M-503" del archivo "COyM REP-2014", se está calculando con el factor de anualización para Gastos Mensuales, cuando debería utilizarse el factor de anualización para Remuneraciones. Al respecto, es necesario se explique el criterio empleado o, en su defecto, realizar las correcciones respectivas en su propuesta.

2.17. En las hojas "M-504" y "M-510" del archivo "COyM REP-2014", los Montos anuales (en nuevos soles) se presentan en valores que carecen de sustento. Asimismo, en la Hoja "M-510" se añade el concepto de "Gastos Sindicales", el cual no ha sido considerado en la fijación tarifaria del año 2013. Al respecto, es necesario se presente los sustentos de los valores para los conceptos detallados en las hojas mencionadas, así como de la inclusión del referido "Gastos Sindicales".

Adicionalmente, se observa que ambas hojas (M-504 y M-510) contienen los mismos conceptos, sin embargo sus montos asignados a cada uno de ellos no coinciden; asimismo, REP ha determinado el



“costo de personal sin seguros”, como la suma de los montos totales de las hojas mencionadas anteriormente. Ante ello, a fin de evitar duplicidad de montos, es necesario se sustente la razón para considerar el “costo de personal sin seguros”, como la suma de los totales de las hojas “M-504” y “M-510”.

ETESELVA

3. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

3.1 En el informe presentado por ETESELVA, se han encontrado capítulos repetidos y errores de redacción; asimismo, lo descrito en dicho informe no guarda coherencia con lo indicado en las hojas de cálculo. Al respecto, dicho informe debe ser revisado a fin de realizar las respectivas correcciones; a continuación se detallan como ejemplo algunas inconsistencias.

3.1.1 El resumen ejecutivo es similar a los antecedentes, cuando el resumen ejecutivo debe reflejar la metodología aplicada y sintetizar los resultados obtenidos.

3.1.2 Existen errores de redacción; por ejemplo en el punto 2.5.1, se hace mención a un Transformador “Zig Zig”, cuando debiera ser “Zig zag”; asimismo, en el punto 2.5.2, se hace mención a un seccionador “tripular”, cuando debiera ser “tripolar”. Se requiere que ETESELVA realice una revisión integral del informe.

3.1.3 En el numeral 4.6.1, se indica que se ha empleado los costos de la fijación de Precios en Barra para el periodo mayo 2011 – abril 2012 y la fijación de Peajes y Compensaciones para los SST y SCT del periodo 2009-2013. Al respecto, es necesario se explique el empleo de costos referidos a fijaciones que no se encuentran vigentes o, de ser el caso, realizar las correcciones respectivas en su propuesta.

3.1.4 En el punto B del numeral 4.7.1, se indica que las remuneraciones reconocidas a ETESELVA, corresponden a la “última” fijación de Precios en Barra para el período mayo 2011 – abril 2012; sin embargo, la última fijación de Precios en Barra corresponde al periodo mayo 2013 – abril 2014. Al respecto, es necesario se explique el uso de las remuneraciones correspondiente a la fijación de tarifas del año 2011 o, en su defecto, realizar las correcciones respectivas en su propuesta.

3.1.5 En el gráfico 4.7.1 “Organigrama de la empresa”, se repiten varias gerencias dentro del organigrama. Al respecto, es necesario se explique a qué se debe esta duplicidad o, en su defecto, realizar las correcciones respectivas en su propuesta.



- 3.2 Los rubros que componen el COyM, experimentan incrementos mayores al 97% respecto a los costos considerados en la regulación vigente. Al respecto, se solicita revisar dichos costos y explicar dichas variaciones, máxime si se tiene en cuenta que el VNR no se ha modificado. El Cuadro N° 6 muestra la variación correspondiente entre la propuesta de ETESELVA y lo vigente.

Cuadro N° 6: Diferencias entre COyM Propuesto y Vigente

Rubro	Propuesta	Vigente (*)	Variación (%)
OPERACIÓN	92 683	70 231	32,0%
Operación CC	41 086	38 013	8,1%
Operación de Subestaciones	51 597	32 218	60,1%
MANTENIMIENTO	269 556	193 835	39,1%
Líneas de Transmisión	126 114	100 421	25,6%
Subestaciones	76 046	38 674	96,6%
Mantenimiento CC y TEL	67 396	54 740	23,1%
GESTIÓN	654 648	385 909	69,6%
Personal	411 584	208 619	97,3%
No Personales	243 064	177 289	37,1%
Costos No Personales sin Seguros	168 660	117 725	43,3%
SEGUROS	74 404	59 565	24,9%
SEGURIDAD	27 111	26 347	2,9%
Sub Total COyM	1 043 997	676 322	54,4%
% COyM/VNR	4,824%	3,125%	54,37%

(*) Costos determinados y aprobados con la Resolución OSINERGMIN N 053-2013-OS/CD

Como se puede apreciar en el cuadro anterior, el porcentaje del COyM respecto al VNR propuesto por ETESELVA resulta 4,824% siendo el vigente 3,125%.



- 3.3 Respecto al cálculo de los inductores, ETESELVA ha considerado los Estados Financieros del año 2008; al respecto, es necesario se explique, por qué no se consideran los estados financieros auditados del año 2012, los mismos que fueron entregados a OSINERGMIN en virtud del Artículo 59° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Operación de Centros de Control

- 3.4 Respecto al rubro de operación de centros de control, ETESELVA ha considerado un porcentaje de dedicación a la transmisión del 100%, el mismo que se encuentra en valores y no cuenta con sustento (Formulario M-401.xls, hoja M-405). Al respecto, cabe señalar que en la fijación vigente se ha obtenido un porcentaje de participación del 76,47%, en función al número de señales dedicadas para cada actividad del grupo económico, por tanto se requiere el sustento del valor propuesto.
- 3.5 En la hoja "Resumen SE" del archivo "Formulario M-401.xls"; para la asignación de costos de operación entre empresas, se ha calculado un porcentaje dedicado al SPT de 49,4%, cuando el valor vigente es de 37,72%. Al respecto, el SUBCOMITE debe sustentar el valor propuesto, el mismo que difiere del valor vigente, más aun si se tiene en cuenta que el VNR no ha registrado modificaciones.

Operación de Subestaciones

- 3.6 Según la descripción de actividades que realiza ETESELVA, en la hoja "M-402" del archivo "Formulario M-401.xls", se concluye que la mayoría corresponden a actividades inherentes al mantenimiento de equipos e infraestructura civil y eléctrica; en consecuencia, tales actividades no pueden ser consideradas como actividades de operación. De las actividades descritas, las que sí están relacionadas con la operación son: las maniobras de equipos por mantenimiento o fallas, conforme se ha reconocido en la regulación vigente. Al respecto, es necesario se justifique la propuesta y, de ser el caso, corregir donde corresponda. Asimismo, cabe mencionar que estas observaciones se han formulado en fijaciones anteriores donde, sin embargo, no se ha presentado la justificación correspondiente.
- 3.7 ETESELVA ha presentado un formato para el análisis de costos unitarios para las subestaciones de Paramonga, Vizcarra, Tingo María y Aguaytía, el mismo que difiere con la nomenclatura y codificación de las partidas aprobadas en la fijación vigente. Al respecto, es necesario indicar qué partidas se ha incluido y/o modificado sobre la base de los formatos utilizados en la fijación tarifaria del año 2013.

Mantenimiento de Líneas de Transmisión

- 3.8 ETESELVA ha considerado en el cálculo del costo de mantenimiento anual de líneas de transmisión, valores que difieren con respecto a los valores vigentes de hasta 25%. Al respecto, es necesario se explique y justifique estas diferencias mostradas en el Cuadro N° 7, o en su defecto, se realice las correcciones donde corresponde.



Cuadro N° 7: Variación de los costos de mantenimiento anual de líneas– SPT

Línea	km	Vigente (US\$)	Propuesta (US\$)	% Variación
L.T. 220kV VIZCARRA - PARAMONGA NUEVA	145,79	100 421,40	126 113,80	25,58%
TOTAL		100 421,40	126 113,80	25,58%

- 3.9 Respecto al análisis de costos de las actividades de mantenimiento de líneas de transmisión para la región costa, se ha considerado para la actividad "Reparación de Conductores o Cable de Guarda", un tipo de cable de guarda (1 EHS). Al respecto, es necesario señalar que en la zona costa, al no ser una zona proclive a sobretensiones por caída de rayos, no es necesario realizar el apantallamiento con un cable de guarda en el módulo costa; en ese sentido, resulta necesario que ETESELVA revise cada una de las actividades consideradas para el mantenimiento de las líneas de transmisión a fin de que los costos totales reflejen actividades que realmente se realizan para cada módulo.

Mantenimiento de Subestaciones

- 3.10 ETESELVA ha considerado en su cálculo del costo de mantenimiento anual de subestaciones, valores que difieren significativamente con respecto a los valores vigentes. Al respecto, es necesario se explique y justifique las diferencias mostradas en el Cuadro N° 8 o, en su defecto, se realice las correcciones donde corresponde.

Cuadro N° 8: Variación de los costos de mantenimiento anual de subestaciones – SPT

Ítem	SUBESTACIÓN	Vigente (US\$)	Propuesta (US\$)	% Variación
1	Paramonga Nueva	5 543	10 664	92,4%
2	Vizcarra	1 126	11 067	882,9%
3	Tingo María	32 005	54 315	69,7%
	TOTAL	38 674	76 046	96,6%

Mantenimiento de Centro de Control y Telecomunicaciones

- 3.11 ETESELVA ha considerado en su cálculo del costo de mantenimiento anual de centro de control, un monto que difiere en 33% con respecto al valor vigente. Al respecto, es necesario se explique y justifique las diferencias mostradas en el Cuadro N° 9 o, en su defecto, se realice las correcciones donde corresponde.



Cuadro N° 9: Variación de los costos de mantenimiento anual de centro de control y telecomunicaciones – SPT

ITEM	DESCRIPCION	Vigente (US\$)	Propuesta (US\$)	% Variación
1	Mantenimiento de Equipos de Telecomunicación	34 775,92	40 865,69	17,51%
2	Mantenimiento de Centro de Control	19 963,84	26 530,24	32,89%
	TOTAL	54 739,76	67 395,93	23,18%

Gestión

- 3.12 En la gestión personal, ETESELVA ha incluido un analista de compras dedicado a la transmisión; al respecto, es necesario sustentar la inclusión de dicho analista, o en su defecto, corregir donde corresponda.
- 3.13 Los tiempos de dedicación por actividad principal (%), mostrados en la hoja "M-502" del archivo "gastos gestión_mod.xls" para el rubro "Transmisión", respecto a los costos de gestión comunes entre las empresas que conforman el Grupo Aguaytía, han sido determinados en función al valor de la infraestructura de cada negocio, lo cual difiere del criterio establecido en la regulación tarifaria del 2013, el mismo que ha sido utilizado en las diferentes fijaciones tarifarias. Al respecto, se solicita que el SUBCOMITE presente los respectivos sustentos que validen el criterio propuesto por ETESELVA de manera objetiva.

Asimismo, en el Cuadro N° 10, se muestran las variaciones de los tiempos de dedicación considerados en la regulación del año 2013 y lo propuesto por la empresa ETESELVA.

Cuadro N° 10: Tiempo de Dedicación por Actividad Principal

Regulación	Generación	Transmisión	
		Principal	Secundaria
Costos de personal: Dirección, Gerencias y Gestión Comunes			
Propuesta	34,2%	11,7%	18,9%
Vigente	39,8%	1,5%	2,4%
Variación (%)	-14,07%	680,0%	687,5%
Costos de Personal: Áreas Operativas			
Propuesta		38,38%	61,62%
Vigente		37,72%	62,28%
Variación (%)		1,75%	-1,06%



Como se puede observar en el cuadro anterior, se tiene diferencias significativas en la participación del porcentaje de dedicación debido a las consideraciones adoptadas por la empresa ETESELVA.

- 3.14 De la revisión efectuada a la hoja "M-502" del archivo "gastos gestión_mod.xls", se observa que la Gerencia de Operaciones, la Unidad de Seguridad Integral y el Centro de Control no tienen participación en el rubro de Generación. Al respecto, se requiere que el SUBCOMITE presente la justificación pertinente o, de ser el caso, realice las correcciones respectivas en su propuesta.
- 3.15 Los tiempos de dedicación por actividad principal (%) mostrados en la hoja "M-502" del archivo "gastos gestión_mod.xls", no están afectados por el 75% de acuerdo a la R.M. N° 197-94-EM/VME (literal c del numeral 5.1), denominada "Aprueban el Manual de Costos para Empresas de Concesionarias y/o Autorizadas". Al respecto, es necesario que se justifique el uso del 100% del tiempo de dedicación por la actividad de la transmisión sin tomar en cuenta la mencionada resolución ministerial. Cabe señalar que esta observación es reiterativa y que a la fecha no se ha presentado la justificación correspondiente.
- 3.16 El factor del ITF determinado en la hoja "alternativas no personales" del archivo "gastos gestión_mod.xls" no ha sido afectado por el 70% según informe del tributarista; la empresa ETESELVA ha considerado el 100% de dicho factor. Al respecto, es necesario que se justifique la utilización de dicho factor o, en su defecto, se realicen las correcciones respectivas en su propuesta.

Seguridad

- 3.17 Para determinar los costos de seguridad, ETESELVA ha considerado la Remuneración Mínima Vital correspondiente a S/. 600 nuevos soles, lo cual contraviene las leyes actuales, la misma que indica que la remuneración mínima es de S/. 750. Al respecto, es necesario se explique y/o sustente los valores propuestos y, de ser el caso, se realicen las correcciones respectivas en su propuesta.

Seguros

- 3.18 El porcentaje utilizado para determinar el seguro correspondiente al rubro transmisión (Prima/Monto asegurado) no corresponde al promedio de mercado que, según la evaluación realizada en la regulación del año 2013, resultó 0,246%. Al respecto, es necesario se presente el sustento correspondiente y, de ser el caso, se corrija la prima (%) donde corresponda.



REDESUR

4. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO

- 4.1 El VNR (VNR1 y VNR2) de REDESUR se ha actualizado empleando valores preliminares de índice "Finished Good Less Food and Energy" (WPSSOP3500) del mes de setiembre de 2013. Al respecto, es importante señalar que este valor deberá actualizarse con el último valor disponible correspondiente a marzo de 2014, de conformidad con el Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica con modalidad de Contrato BOOT, aprobado por Resolución OSINERG N° 335-2004-OS/CD.

5. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

- 5.1 El valor ajustado del COyM igual a US\$ 2 617 672 que propone REDESUR para la regulación de sus instalaciones, ha sido actualizado utilizando un valor de IPP de 184,60, valor preliminar que corresponde al mes de setiembre de 2013. Al respecto, es importante señalar que este valor deberá ser finalmente actualizado con el último valor disponible correspondiente a marzo de 2014.

TRANSMANTARO

6. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO

- 6.1 El SUBCOMITE, para las instalaciones del SPT, ha propuesto el ajuste de VNR y el ajuste del Monto a Restituir (Addendum N° 5 y N° 10), determinado por TRANSMANTARO, mediante el uso del índice "Finished Good Less Food and Energy" (WPSSOP3500) cuyo valor es preliminar y corresponde a agosto de 2013, tal como se indica en la hoja "VNR-COyM-EXP" del archivo "TRANSMANTARO_TRM (Marzo-14- Febrero-15) v2.xls". Al respecto, el SUBCOMITE deberá reajustar el VNR y el Monto a Restituir, considerando el índice final correspondiente, de conformidad con el Addendum N° 5 y N° 10 al contrato BOOT de TRANSMANTARO.
- 6.2 El SUBCOMITE, para el Reforzamiento de la Línea de Transmisión en 220 kV Mantaro – Socabaya (Addendum N° 8), ha propuesto el ajuste de VNR correspondiente determinado por TRANSMANTARO, mediante el uso del índice "Finished Good Less Food and Energy" (WPSSOP3500) cuyo valor es preliminar y corresponde a abril de 2013, tal como se indica en la hoja "VNR-COyM-EXP AMPLIACIÓN" del archivo "TRANSMANTARO_TRM (Marzo-14- Febrero-15) v2.xls". Al respecto, el SUBCOMITE deberá reajustar el VNR considerando el índice final correspondiente, de conformidad con el Addendum N° 8 al contrato BOOT de TRANSMANTARO.



- 6.3 El SUBCOMITE, para las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión (en adelante "SGT"), ha propuesto el ajuste de Costo de Inversión, mediante el uso del índice "Finished Good Less Food and Energy" (WPSSOP3500) cuyo valor es preliminar conforme se indica en la hoja "VNR-COyM-EXP" de los archivos correspondientes a cada Contrato de Concesión de SGT. Al respecto, el SUBCOMITE deberá reajustar el Costo de Inversión considerando el índice final correspondiente, de conformidad con el Contrato de Concesión de TRANSMANTARO.

7. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

- 7.1 El SUBCOMITE, para las instalaciones del SPT, ha propuesto, el ajuste de los Costos de Operación y Mantenimiento (COyM), mediante el uso de un índice "Finished Good Less Food and Energy" (WPSSOP3500) cuyo valor es preliminar y corresponde a agosto de 2013. Al respecto, el SUBCOMITÉ deberá reajustar el COyM considerando el índice final correspondiente, de conformidad con el Addendum N° 4 al contrato BOOT de TRANSMANTARO.
- 7.2 El SUBCOMITE, para el Reforzamiento de la Línea de Transmisión en 220 kV Mantaro – Socabaya, ha propuesto, el ajuste de los Costos de Operación y Mantenimiento (COyM), mediante el uso de un índice "Finished Good Less Food and Energy" (WPSSOP3500) cuyo valor es preliminar y corresponde a abril de 2013. Al respecto, el SUBCOMITÉ deberá reajustar el COyM considerando el índice final correspondiente, de conformidad con el Addendum N° 8 al contrato BOOT de TRANSMANTARO.
- 7.3 El SUBCOMITE, para las instalaciones del SGT, ha propuesto el ajuste de los Costos de Operación y Mantenimiento (COyM), mediante el uso de un índice "Finished Good Less Food and Energy" (WPSSOP3500) cuyo valor es preliminar. Al respecto, el SUBCOMITE deberá reajustar el COyM considerando el índice final correspondiente, de conformidad con el Contrato de Concesión de TRANSMANTARO.

ISA PERU

8. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO

- 8.1 El VNR de ISA PERU se ha actualizado empleando valores preliminares de índice "Finished Good Less Food and Energy" (WPSSOP3500) del mes de agosto de 2013. Al respecto, es importante señalar que este valor deberá actualizarse con el último valor disponible correspondiente a marzo de 2014, de conformidad con el Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica con modalidad de Contrato BOOT, aprobado por Resolución OSINERG N° 335-2004-OS/CD.



9. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

- 9.1 El valor ajustado del COyM igual a US\$ 2 125 907 que propone ISA PERU para la regulación de sus instalaciones, ha sido actualizado utilizando un valor de IPP de 185,50, valor preliminar que corresponde al mes de agosto de 2013. Al respecto, es importante señalar que este valor deberá ser finalmente actualizado con el último valor disponible correspondiente a marzo de 2014.

SAN GABAN

10. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

- 10.1 En el informe presentado por SAN GABÁN, se han encontrado capítulos repetidos y errores de redacción; asimismo, lo descrito en dicho informe no guarda coherencia con lo indicado en las hojas de cálculo. Al respecto, dicho informe debe ser revisado a fin de realizar las respectivas correcciones; a continuación se detallan como ejemplo algunas inconsistencias:

10.1.1 El resumen ejecutivo es idéntico a los antecedentes; se debe desarrollar el resumen ejecutivo de manera tal que refleje la metodología aplicada y sintetice los resultados obtenidos.

10.1.2 En el punto B "remuneraciones" del capítulo 4.7, se indica que las remuneraciones reconocidas a San Gabán, corresponden a la "última" fijación de Precios en Barra para el período mayo 2011 – abril 2012; sin embargo, la última fijación de Precios en Barra corresponde al periodo mayo 2013 – abril 2014. Al respecto, es necesario se explique el uso de las remuneraciones correspondiente a la fijación de tarifas del año 2011 o, en su defecto, se realicen las correcciones respectivas en su propuesta.

10.1.3 En el gráfico 4.7.1 "Organigrama de la empresa", se repiten varias gerencias dentro del organigrama. Al respecto, es necesario se explique a qué se debe esta duplicidad o, en su defecto, se realicen las correcciones respectivas en su propuesta.

- 10.2 Los rubros que componen los COyM, experimentan incrementos superiores al 700% respecto a los costos considerados en la regulación vigente. Al respecto, se solicita revisar dichos costos y explicar dichas variaciones, especialmente en lo que respecta a la operación y mantenimiento que son rubros que experimentan variaciones hasta de 1369%. En el Cuadro N° 11 se muestra el resumen de dichos incrementos.



Cuadro N° 11: Diferencias entre COyM Propuesto y Vigente

Rubro	Propuesta	Vigente	Variación
OPERACIÓN	10 680	1 244	758,3%
Operación CC	7 862	535	1 369,2%
Operación de Subestaciones	2 818	709	297,4%
MANTENIMIENTO	15 744	5 619	180,2%
Líneas de Transmisión	0	0	0,0%
Subestaciones	11 315	4 848	133,4%
Mantenimiento CC y TEL	4 429	771	474,7%
GESTIÓN	23 754	11 538	105,9%
Personal	17 676	7 044	150,9%
No Personales	6 079	4 494	35,3%
Costos No Personales sin Seguros	4 166	2 963	40,6%
SEGUROS	1 912	1 531	24,9%
SEGURIDAD	1 504	1 964	-23,4%
Sub Total COyM	51 682	20 365	153,8%
% COyM/VNR	9,2%	3,66%	153,8%

Como se puede apreciar en el cuadro, el porcentaje del COyM respecto al VNR propuesto por SAN GABÁN resulta 9,2% siendo el vigente 3,66%.

Operación de Centros de Control

- 10.3 El SUBCOMITE no ha indicado, en el análisis de costos unitarios, la fuente de donde provienen los costos consignados; por ejemplo, en la hoja "C.Unit.", del archivo "Formulario M-401.xls", para el jefe de operaciones no se indica la fuente de dicho costo. Al respecto, es necesario se justifique la propuesta dada incluyendo la fuente correspondiente.

Operación de Subestaciones

- 10.4 Según la descripción de actividades que realiza SAN GABAN, en su archivo "Formulario M-401.xls, hoja M-402", se concluye que la mayoría corresponden a actividades inherentes al mantenimiento de equipos e infraestructura civil y eléctrica; en consecuencia, tales actividades no pueden ser consideradas como actividades de operación. De las actividades descritas, las que sí están relacionadas con la operación son: las maniobras de equipos por mantenimiento o fallas, conforme se



ha reconocido en la regulación vigente. Al respecto, es necesario se justifique la propuesta y, de ser el caso, se corrija donde corresponda. Asimismo, cabe mencionar, que estas observaciones se han formulado en fijaciones anteriores donde, sin embargo, no se ha presentado la justificación correspondiente.

- 10.5 En las actividades de operación de las subestaciones que propone SAN GABÁN, en la hoja "M-402" del archivo "Formulario M-401.xls", se consideran frecuencias mensuales para las diferentes actividades; sin embargo existen actividades que no necesariamente tienen una frecuencia mensual como las maniobras de equipos. Al respecto, es necesario se justifique el criterio aplicado o, en su defecto, se realice la corrección donde corresponda.

Mantenimiento de Subestaciones

- 10.6 En la hoja "M-201" del archivo "Formularios M-201.xls", se observa que SAN GABÁN ha incluido nuevas actividades de mantenimiento sin sustento alguno. Al respecto, es necesario que SAN GABÁN revise sus hojas de cálculo y presente la justificación correspondiente para incluir nuevas actividades de mantenimiento de subestaciones.
- 10.7 En el archivo "Formularios M-001.xls" se observa que para determinar el análisis de costos unitarios de las actividades de mantenimiento, se hace referencia a la fijación tarifaria 2010-2011. Al respecto, dado que el objetivo del presente ESTUDIO, es actualizar los costos de todos los recursos, en base a datos actualizados de mercado, no resulta coherente usar valores de fijaciones que actualmente no se encuentran vigentes. Asimismo, cabe indicar que la última actualización de costos de recursos, se realizó en la fijación del año 2013. En ese sentido, es necesario presentar la justificación correspondiente o, en su defecto, realizar las correcciones respectivas en su propuesta.

Mantenimiento de Centro de Control y Telecomunicaciones

- 10.8 En el archivo "Formularios M-401.xls", se observa que para determinar el costo de mantenimiento del centro de control, se hace referencia a la hoja "M-303" del archivo "Formularios M-303", que corresponde al mantenimiento de telecomunicaciones; asimismo, para determinar el costo de mantenimiento de telecomunicaciones, se hace referencia al costo de mantenimiento de centro de control. Al respecto, es necesario realizar la corrección donde corresponda.
- 10.9 En la hoja "M-301" y "M-302" del archivo "Formularios M-301.xls", se observa que SAN GABÁN ha incluido nuevas actividades de mantenimiento sin sustento alguno. Al respecto, es necesario que SAN GABÁN revise sus hojas de cálculo y presente la justificación correspondiente para incluir nuevas actividades de mantenimiento correspondientes al centro de control y telecomunicaciones.



Gestión

- 10.10 Los tiempos de dedicación por actividad principal (%), mostrados en la hoja "M-502" del archivo "gastos gestión_mod.xls" para el rubro "Transmisión", respecto a los costos de gestión comunes, han sido determinados en función al valor de la infraestructura de cada negocio, lo cual difiere del criterio establecido en la regulación tarifaria del 2013 el mismo que ha sido utilizado en las diferentes fijaciones tarifarias. Al respecto, se solicita que el SUBCOMITE presente los sustentos pertinentes que validen el criterio propuesto por SAN GABÁN de manera objetiva.

En el Cuadro N° 12, se muestran las variaciones de los tiempos de dedicación considerados en la regulación del año 2013 y lo propuesto por la empresa SAN GABÁN.

Cuadro N° 12: Tiempo de Dedicación por Actividad Principal

Regulación	Generación	Transmisión	
		Principal	Secundaria
Costos de personal: Dirección, Gerencias y Gestión Comunes			
Propuesta	88,67%	0,35%	10,98%
Vigente	95,36%	0,09%	3,39%
Variación (%)	-7,02%	288,89%	223,89%
Costos de Personal: Áreas Operativas			
Propuesta		3,08%	96,92%
Vigente		2,71%	97,29%
Variación (%)		13,65%	-0,38%

Como se puede observar en el cuadro anterior, se tiene diferencias significativas en la participación del porcentaje de dedicación debido a las consideraciones adoptadas por la empresa SAN GABÁN.

- 10.11 De la revisión efectuada a la hoja "M-502" del archivo "gastos gestión_mod.xls", se observa que la Gerencia de Operaciones, la Unidad de Seguridad Integral y el Centro de Control no tienen participación en el rubro de Generación. Al respecto, es necesario que presente la justificación pertinente o, de ser el caso, se corrija en donde corresponda.
- 10.12 De acuerdo a los datos consignados en la hoja "gastos no personales depurado" del archivo "gastos_gestion_mod.xls", se observa que SAN GABÁN no ha presentado la fuente de los gastos de la cadena de gestión. Al respecto, es necesario que presente la justificación correspondiente o, en su defecto, se utilice la información de los estados financieros auditados al 2012, los mismos que fueron entregados a OSINERGMIN, en virtud del Artículo 59° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.



- 10.13 Los tiempos de dedicación por actividad principal (%) mostrados en la hoja "M-502" del archivo "gastos gestión_mod.xls", no están afectados

por el 75% de acuerdo a la R.M. N° 197-94-EM/VME (literal c del numeral 5.1), denominada "Aprueban el Manual de Costos para Empresas Concesionarias y/o Autorizadas". Al respecto, es necesario que se justifique el uso del 100% del tiempo de dedicación por la actividad de la transmisión sin tomar en cuenta la mencionada resolución ministerial. Cabe señalar que esta observación es reiterativa y que a la fecha no se ha presentado la justificación correspondiente.

- 10.14 El factor del ITF determinado en la hoja "alternativas no personales" del archivo "gastos gestión_mod.xls" no ha sido afectado por el 70% según informe del tributarista; la empresa SAN GABÁN ha considerado el 100% de dicho factor. Al respecto, es necesario que se justifique la utilización de dicho factor o, en su defecto, se corrija donde corresponda.
- 10.15 El tipo de cambio utilizado en la hoja "Gastos no personales depurado" del archivo "gastos gestión_mod.xls", corresponde a 3,30 S./US\$; el cual no concuerda con el tipo de cambio utilizado por SAN GABÁN en sus otros cálculos (TC= 2,77 S./US\$). Al respecto, es necesario uniformizar el tipo de cambio y realizar las correcciones donde corresponda.

Seguridad

- 10.16 Para determinar los costos de seguridad, SAN GABÁN ha considerado la Remuneración Mínima Vital correspondiente a S/. 600 nuevos soles, lo cual contraviene las leyes actuales, que indican que la remuneración mínima es de S/. 750. Al respecto, es necesario se explique y/o sustente los valores propuestos y, de ser el caso, se realicen las correcciones correspondientes.

Seguros

- 10.17 El porcentaje utilizado para determinar el seguro correspondiente al rubro transmisión (Prima/Monto asegurado) no corresponde al promedio de mercado que, según la evaluación realizada en la regulación del año 2013, resultó 0,246%. Al respecto, es necesario que se presente el sustento correspondiente y, de ser el caso, se corrija la prima (%) donde corresponde.



ANTAMINA

11. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

- 11.1 Los archivos correspondientes al VNR y COyM de ANTAMINA han sido presentados con los nombres "VNR-ANTAMINA-2013.xls" y "COyM ANTAMINA-2013.xls" respectivamente; sin embargo, dichos archivos corresponden a los cálculos de la fijación tarifaria 2014. En ese sentido,

a fin de evitar confusiones, es necesario renombrar los mismos como "VNR-ANTAMINA-2014.xls" y "COyM ANTAMINA-2014.xls".

- 11.2 Existe una vinculación incorrecta entre los archivos de cálculo del VNR y COyM presentados como parte del ESTUDIO, es decir, se hace la vinculación a archivos en direcciones ajenas a las carpetas presentadas. Asimismo, no se adjuntan los archivos a los cuales se hace el llamado de vinculación, lo cual no permite su trazabilidad y la revisión de dichos archivos. La relación se muestra en el Cuadro N° 13.

Cuadro N° 13: Archivos vinculados no incluidos en el ESTUDIO

Archivos BASE	Archivos Vinculados	Estado
COyM ANTAMINA 2013.xlsx	VínculoExternoRecuperado1	No se incluye
	REPORTE MINERIA COBRE 2006.xls	No se incluye
Costo Recurso Personal.xls	RECURSOS DE MANTENIMIENTO.XLS	Vinculación incorrecta
	REPORTE PRICE 2010.xls	No se incluye
	REPORTE PRICE 2012.xls	No se incluye
	REPORTE PRICE 2013.xls	No se incluye
	tipodecambioxls.xls	Vinculación incorrecta
EQUIPOS DE MEDICION.xls	INTERRUPTORES-SECCIONADORES1.xls	No se incluye
ANALIS LT y SE.XLS	RECURSOS DE MANTENIMIENTO.xls	Vinculación incorrecta
ANALISCC.XLS	RECURSOS DE MANTENIMIENTO.xls	Vinculación incorrecta
ANALISTEL.XLS	RECURSOS DE MANTENIMIENTO.xls	Vinculación incorrecta
opercc.XLS	RECURSOS DE MANTENIMIENTO.xls	Vinculación incorrecta
RECURSOS DE MANTENIMIENTO.xls	I-403-LLTT.xls	No se incluye
	ADUANAS CABLES2008.xls	No se incluye
	INTERRUPTORES-SECCIONADORES1.xls	No se incluye



Al respecto, es necesario se revise y adjunte la relación de archivos faltantes conforme al cuadro anterior.

- 11.3 El archivo correspondiente al cálculo de COyM "VNR-ANTAMINA-2013.xls", contiene errores del tipo "#¡REF!" y "#N/A". Al respecto, se solicita revisar e incluir todos los archivos a los cuales se realiza la vinculación, para evitar este tipo de errores que impiden realizar el trazado correcto de los cálculos.
- 11.4 Para el cálculo del Impuesto a las Transacciones Financieras (ITF) presentado en la hoja "ITF" del archivo "COyM ANTAMINA-2013", no se han actualizado los periodos que corresponden al cálculo del factor "ITF". Al respecto, se requiere se explique la utilización de dicho periodo o, en su defecto se realice la corrección donde corresponde.

Operación de Centros de Control

- 11.5 Los costos considerados para el operador de centro de control y el auxiliar técnico en el análisis de costos unitarios de operación de centros de control, consignados en la hoja "M-403-01" del archivo "COyM ANTAMINA-2013", se han determinado en proporción al incremento que presenta cada uno de los puestos genéricos del cuadro de remuneraciones del año 2013 respecto al año 2012. Al respecto, si bien dicho cuadro de remuneraciones forma parte de las encuestas elaboradas por la empresa PriceWaterHouseCooper, no siempre todos los cargos tienen incrementos de un año a otro; en ese sentido, es necesario se explique los criterios asumidos o, en su defecto, se corrija considerando las remuneraciones vigentes de las encuestas elaboradas por dicha empresa PriceWaterHouseCooper.

Operación de Subestaciones

- 11.6 La frecuencia anual de operación programada y no programada mostrada en el cuadro de la hoja "AUXILIAR OP" del archivo "COyM ANTAMINA-2013" no presenta sustento alguno. Al respecto, es necesario se presente el sustento de dichos valores, considerando que los mismos deben guardar coherencia con la frecuencia anual de operación programada y no programada utilizada para generar las actividades de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo.

Esta observación es recurrente, dado que ANTAMINA argumenta que la frecuencia anual utilizada para las actividades de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo principalmente no podría ser aproximada, justamente porque las maniobras operativas por mantenimiento correctivo no pueden ser estimadas sólo para ANTAMINA, sino que además existen otras necesidades del sistema que requieren de operaciones que excederían ampliamente cualquier programación. Al respecto, ANTAMINA no presenta su propuesta conforme a lo señalado en la absolución de observaciones de las fijaciones anteriores, limitándose a considerar valores sin sustento alguno.



Mantenimiento de Centros de Control y Telecomunicaciones

- 11.7 Los costos unitarios de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo consignados en las hojas "M-301-01" y "M-302-01" del archivo "COyM ANTAMINA-2013", se encuentran en valores lo que no permite verificar la trazabilidad de los mismos. Al respecto, se solicita incluir el sustento de dichos valores presentando el desarrollo de costos de cada una de las actividades.

Asimismo, dado que no se han actualizado los cuadros consignados en las hojas "M-301-01" y "M-302-01" del archivo "COyM ANTAMINA-2013", los montos correspondientes al mantenimiento de centro de control y telecomunicaciones son los mismos que fueron considerados en la fijación tarifaria del año 2013.

Adicionalmente, dado que la observación es recurrente, resulta necesario aclarar que en la fijación tarifaria del año 2013, dichos valores resultan de la ejecución de una macro cuyos archivos de sustento debidamente actualizados son: "MODULO DE MANTENIMIENTO DE CENTRO DE CONTROL", "MODULO DE MANTENIMIENTO DE TELECOMUNICACIONES", "ANALISTEL" y "RECURSOS DE MANTENIMIENTO"; en ese sentido, resulta necesario que ANTAMINA incluya dichos archivos debidamente actualizados donde corresponda.

Gestión

- 11.8 En la hoja "M-501" del archivo "COyM ANTAMINA-2013", se observa que la remuneración mensual para todos los cargos se ha incrementado en 5,58%, debido a que los mismos se han determinado en proporción al incremento que presenta cada uno de los puestos genéricos del cuadro de remuneraciones del año 2013 respecto al año 2012. Al respecto, es necesario se sustente los valores propuestos indicando la fuente correspondiente.
- 11.9 En las hojas "M-504" y "M-510" del archivo "COyM ANTAMINA-2013", los montos anuales (en nuevos soles) se presentan en valores que carecen de sustento. Al respecto, es necesario se presente los sustentos para los conceptos detallados en las hojas mencionadas.

Adicionalmente, se observa que ambas hojas (M-504 y M-510) contienen los mismos conceptos, sin embargo sus montos asignados a cada uno de ellos no coinciden; asimismo, ANTAMINA ha determinado el costo de personal sin seguros, como la suma de los montos totales de las hojas en mención. Ante ello, a fin de evitar duplicidad de montos, es necesario se explique la razón para considerar el costo de personal sin seguros, como la suma de los totales de las hojas "M-504" y "M-510", así como los criterios asumidos en los cálculos correspondientes.



ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE S.A.

12. COSTO DE INVERSIÓN

- 12.1 El SUBCOMITE ha propuesto el ajuste de Costo de Inversión, determinado por ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE S.A. (en adelante "ABENGOA" o "ATN"), mediante el uso del índice "Finished Good Less Food and Energy" (WPSSOP3500) cuyo valor es preliminar y corresponde a setiembre de 2013, tal como se indica en la hoja "Costo de Transmisión" del archivo "Calculos_ATN.xlsx". Al respecto, el SUBCOMITE deberá reajustar el VNR considerando el índice final correspondiente, en conformidad con el Anexo 5 del Contrato de Concesión de ABENGOA.

13. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

- 13.1 El SUBCOMITE ha propuesto el ajuste de los Costos de Operación y Mantenimiento (COyM), mediante el uso de un índice "Finished Good Less Food and Energy" (WPSSOP3500) cuyo valor es preliminar y corresponde a setiembre de 2013. Al respecto, el SUBCOMITÉ deberá reajustar el COyM considerando el índice final correspondiente, de conformidad con el Anexo 5 del Contrato de Concesión de ABENGOA.

LIQUIDACIÓN ANUAL DE CONTRATOS DE CONCESIÓN BOOT, RA Y SGT

14. LIQUIDACIONES

- 14.1 REP no ha adjuntado copia del Acta de Puesta en Operación Comercial de las instalaciones de su Ampliación N° 12, por lo que no se puede considerar la fecha que presenta en su propuesta (10 de noviembre de 2013).
- 14.2 Se observa que la propuesta de liquidación y de tarifas de REP es aún preliminar debido, entre otros factores, a que el índice de Finished Goods Less Food and Energy (WPSSOP3500) no es aún el definitivo, así como el tipo de cambio del dólar americano. Además, falta completar la información de facturación de los meses desde octubre 2013 a abril de 2014.
- 14.3 Se observa que la propuesta de liquidación y de tarifas de REDESUR es aún preliminar debido, entre otros factores, a que el índice de Finished Goods Less Food and Energy (WPSSOP3500) no es aún el definitivo, así como el tipo de cambio del dólar americano. Además, se requiere completar la información de facturación de los meses desde octubre 2013 a febrero 2014, en cuanto se disponga de la misma.



- 14.4 Se observa que la propuesta de liquidación y de tarifas de TRANSMANTARO es aún preliminar debido, entre otros factores, a que el índice de Finished Goods Less Food and Energy (WPSSOP3500) no es aún el definitivo, así como el tipo de cambio del dólar americano. Además, se requiere completar la información de facturación de los meses desde setiembre 2013 a febrero 2014, en cuanto se disponga de la misma.
- 14.5 Se observa que la propuesta de liquidación y de tarifas de ISA PERU es aún preliminar debido, entre otros factores, a que el índice de Finished Goods Less Food and Energy (WPSSOP3500) no es aún el definitivo, así como el tipo de cambio del dólar americano. Además, se requiere completar la información de facturación de los meses desde setiembre 2013 a febrero 2014, en cuanto se disponga de la misma.
- 14.6 Se observa que la propuesta de liquidación y de tarifas de ATN es aún preliminar debido, entre otros factores, a que el índice de Finished Goods Less Food and Energy (WPSSOP3500) no es aún el definitivo, así como el tipo de cambio del dólar americano. Además, se requiere completar la información de facturación de los meses desde octubre 2013 a febrero 2014, en cuanto se disponga de la misma.
- 14.7 En general, complementariamente a lo señalado en los numerales anteriores, a fin de realizar el cálculo de liquidación anual de ingresos por el servicio de transmisión eléctrica, se requiere que los concesionarios presente copia de sus facturas, notas de crédito y débito emitidas y debidamente canceladas, correspondientes al periodo de liquidación, de acuerdo a lo señalado en los Procedimientos de Liquidación aprobados mediante Resoluciones OSINERGMIN N° 335-2004-OS/CD, N° 336-2004-OS/CD y N° 200-2010-OS/CD.

PEAJE POR CONEXIÓN

15. FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES

- 15.1 OSINERGMIN entiende que los factores de pérdidas marginales de energía son preliminares y que, en consecuencia, los definitivos serán aquellos valores que se determinen al final del proceso.

16. INGRESO TARIFARIO

- 16.1 El Ingreso Tarifario IT propuesto por el SUBCOMITE se ha incrementado hasta en 858% con respecto al IT calculado en la Fijación Tarifaria de mayo de 2013. Al respecto, se requiere se explique en detalle las razones de los valores propuestos, dado que el IT por empresa se incrementa desde 11% hasta 1 712% conforme se muestra en el Cuadro N° 14.



Cuadro N° 14: Diferencias entre el IT Propuesto y el Vigente

Empresa	Propuesta SUBCOMITE	FITA 2013	Variación (%)
REP	2 900 037	719 240	303%
SAN GABÁN TRANSMISIÓN	0	0	
ETESELVA	76 993	10 962	602%
ANTAMINA	0	0	
REDESUR	17 674	15 862	11%
TRANSMANTARO	11 494 702	3 179 931	261%
ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE	294 844	116 107	115%
ISA	195 126	10 766	1 712%
TESUR	0	0	
ABENGOA TRANSMISIÓN SUR	23 902 027	0	
TOTAL IT	38 836 404	4 052 869	858%

16.2 Se deberá actualizar el Cuadro N° 3.5-2 (página 31 del Estudio) conforme a la absolución de las observaciones efectuadas por OSINERGMIN en el presente documento. Asimismo, OSINERGMIN entiende que los valores de Ingreso Tarifario determinados tienen carácter preliminar.

17. PEAJES

17.1 En los Cuadros N° 3.6-1 y N° 3.6-2 (página 32 del Estudio) se presenta el resumen del cálculo del peaje por conexión unitario del Sistema Principal de Transmisión y Sistema Garantizado de Transmisión, respectivamente, para el periodo mayo 2014 - abril 2015. De acuerdo con las observaciones precedentes, se deberán recalcularse estos valores en función de las modificaciones que se efectúen.

18. FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN

18.1 No se han presentado las fórmulas de actualización y sus índices, correspondientes a los Peajes de Conexión al Sistema Principal de Transmisión de cada una de las titulares. Al respecto, se requiere que se presenten dichas fórmulas e índices o se expliquen las razones de su ausencia.

19. CARGOS UNITARIOS ADICIONALES DE COMPENSACIÓN

El SUBCOMITÉ no ha presentado su propuesta de valores unitarios de los siguientes cargos:

19.1 Cargo Unitario por Seguridad de Suministro: Correspondiente al Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro, de acuerdo



con lo dispuesto por la norma "Compensación Adicional por Seguridad de Suministro", aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 651-2008-OS/CD y sus modificatorias.

- 19.2 Cargo Unitario por Costos Variables Adicionales respecto del Costo Marginal (CVOA-CMg): Correspondiente al Cargo Unitario por CVOA-CMg de acuerdo con lo dispuesto por la norma "Procedimientos para Compensación de los Costos Variables Adicionales y de los Retiros sin Contrato", aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 001-2009-OS/CD y sus modificatorias, en cumplimiento de lo dispuesto por el Decreto de Urgencia N° 049-2008.
- 19.3 Cargo Unitario por Costos Variables Adicionales por Retiros sin Contrato (CVOA-RSC): Correspondiente al Cargo Unitario por CVOA-RSC de acuerdo con lo dispuesto por la norma "Procedimientos para Compensación de los Costos Variables Adicionales y de los Retiros sin Contrato", aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 001-2009-OS/CD y sus modificatorias, en cumplimiento de lo dispuesto por el Decreto de Urgencia N° 049-2008.
- 19.4 Cargo Unitario por Prima de Generación con Recursos Energéticos Renovables: Correspondiente al Cargo Unitario por Prima de Generación con Recursos Energéticos Renovables de acuerdo con lo dispuesto por la norma "Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables, aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 001-2010-OS/CD y sus modificatorias, en cumplimiento de lo dispuesto en el Decreto Legislativo N° 1002 y el Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, aprobado con Decreto Supremo N° 012-2011-EM, que tienen por finalidad promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables.

Al respecto, se debe señalar que el SUBCOMITÉ deberá coordinar con el COES lo referente al cálculo de los Cargos Unitarios Adicionales de Compensación a fin de incluirlos en el Peaje por Conexión.

