
**OBSERVACIONES AL ESTUDIO
TECNICO ECONOMICO PRESENTADO
POR EL SUBCOMITE DE
TRANSMISORES DEL COES-SINAC
PARA LA REGULACIÓN DE MAYO 2009**

Lima, enero de 2009

ÍNDICE

I. INTRODUCCION	3
MODIFICACIONES DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS	3
PRESENTACIÓN DE LA PROPUESTA DEL SUBCOMITÉ DE TRANSMISORES DEL COES-SINAC Y OBSERVACIONES DE OSINERGMIN	4
II. OBSERVACIONES AL ESTUDIO DEL SUBCOMITÉ	5
1. OBSERVACIONES GENERALES	5
2. Red de Energía del Perú S.A.	6
3. San Gabán	10
4. Antamina s.a.	11
5. Eteselva	13
6. ISA Perú	18
7. Redesur	18
8. Transmantaro	19
9. FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES	20
10. INGRESO TARIFARIO	20
11. PEAJES	21
12. FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN	21

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, quienes se encuentran autorizados a efectuar dicha presentación y el contenido de los mencionados estudios.

Por efecto de adecuarse a las referidas modificaciones del Artículo 51° de la LCE resultó necesario modificar el Procedimiento de Fijación de Tarifas en Barra, previsto en el Anexo A de la Resolución OSINERG N° 0001-2003-OS/CD, que aprueba la norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", para lo cual se emitió el 13 de octubre de 2006 la Resolución OSINERG N° 509-2006-OS/CD que dispuso la sustitución de dicho Anexo a fin

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:

- a) La demanda de potencia y energía del sistema eléctrico para el período de estudio;
- b) El programa de obras de generación y transmisión;
- c) Los costos de combustibles, Costos de Racionamiento y otros costos variables de operación pertinentes;
- d) La Tasa de Actualización utilizada en los cálculos;
- e) Los costos marginales;
- f) Precios Básicos de la Potencia de Punta y de la Energía;
- g) Los factores nodales de energía;
- h) El Costo Total de Transmisión considerado;
- i) Los valores resultantes para los Precios en Barra; y,
- j) 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.

de señalar que la presentación de los estudios técnico económicos de las propuestas de los Precios en Barra sea antes del 15 de noviembre de cada año; sustituir las referencias al COES por referencias al Subcomité de Generadores y Subcomité de Transmisores; y ampliar los plazos de las etapas iniciales e intermedias del procedimiento para la Fijación de Tarifas en Barra, sin afectarse el plazo final de publicación de dicha tarifa.

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

Con fecha 14 de noviembre de 2008, el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC (en adelante "SUBCOMITE") presentó ante el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "OSINERGMIN") su Estudio Técnico – Económico para la determinación de los Precios en Barra correspondiente al período mayo 2009 – abril 2010 (en adelante el "ESTUDIO").

El presente documento contiene las Observaciones al ESTUDIO efectuadas por OSINERGMIN, de conformidad con lo dispuesto por el Artículo 52º de la LCE²; por la norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", aprobada por Resolución OSINERG N° 0001-2003-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 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 52º.**- 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 122º (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 53º y 71º de la Ley.

II. OBSERVACIONES AL ESTUDIO DEL SUBCOMITÉ

Las siguientes observaciones al ESTUDIO se clasifican en generales y específicas.

Las observaciones generales tienen jerarquía sobre las específicas, por lo que estas últimas no deben ser consideradas como limitativas.

Las absoluciones de las observaciones específicas deberán sujetarse, en lo que corresponda, a lo absuelto en las observaciones generales.

Los sustentos e información que se presenten serán evaluados a fin de verificar la consistencia y trazabilidad de su 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.

1. OBSERVACIONES GENERALES

En el presente documento se presenta 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.

1.1 Falta de sustento

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

1.2 Falta vinculación de hojas de cálculo

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.

1.3 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.

2. RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A.

2.1 Valor Nuevo de Reemplazo

- El Valor Nuevo de Reemplazo (en adelante "VNR") propuesto se ha incrementado en 5,68% con respecto al vigente. Al respecto, se requiere se expliquen en detalle las razones de los valores propuestos, dado que existen algunos rubros donde el incremento es significativo, como por ejemplo:
- El VNR del SVC +/- 30 MVA de la Subestación Chiclayo Oeste, se ha incrementado en 17,75%.
- El VNR del Transformador de 220/60/10 kV, 60 MVA, en la Subestación Guadalupe se ha incrementado en un 71,87%.
- En el Cuadro N° 1.5-1 del folio 54 del ESTUDIO se muestra el resumen del VNR de las instalaciones de REP correspondientes al Sistema Principal de Transmisión y al Sistema Secundario de Transmisión. Al respecto, se encontraron las siguientes diferencias:
- Los valores de VNR de las líneas de transmisión correspondientes al Sistema Principal de Transmisión y al Sistema Secundario de Transmisión mostrados en el Cuadro N° 1.5-2 del folio 55, no coinciden con los valores mostrados en el Cuadro N° 1.5-1.
- Los valores de VNR de las subestaciones correspondientes al Sistema Principal de Transmisión y Sistema Secundario de Transmisión mostrados en el Cuadro N° 1.5-3 del folio 56, no coinciden con los valores mostrados en el Cuadro N° 1.5-1.
- Del mismo modo, se observa que el archivo electrónico alcanzado junto con la propuesta, también muestra estas diferencias.
- En consecuencia, se requiere la revisión y corrección de la información presentada, sobre la base de lo señalado.

- No corresponde la actualización del VNR de diversos elementos cuyo valor ha sido fijado en la regulación del año 2006, como por ejemplo: Centro de Control de Respaldo de Arequipa (incrementado en un 278,35%). En ese sentido, se requiere la revisión y corrección que correspondan.

2.2 Costos de Operación y Mantenimiento

- Algunos rubros que componen los Costos de Operación y Mantenimiento (en adelante "COyM") experimentan incrementos que no están debidamente sustentados, como por ejemplo: Los costos de mantenimiento, costos de gestión no personales, entre otros, que, sin embargo, por economía de escala deberían haber experimentado una reducción al igual que los otros rubros, bajo el entendido que las empresas Red de Energía del Perú S.A., Consorcio Transmantaro S.A. e Interconexión ISA Perú S.A. se encuentran bajo la misma administración.

En el siguiente cuadro se hace un resumen de dichas variaciones requiriéndose que se expliquen las razones por las cuales en unos casos los valores se reducen, mientras en otros se incrementan.

RUBRO	Propuesta de REP 2009 (A)	Vigente (B)	Variación A/B-1(%)
OPERACIÓN	291 394	322 480	-9,64%
Operación CC	66 746	67 299	-0,82%
Operación de Subestaciones	224 648	255 182	-11,97%
MANTENIMIENTO	1 448 679	1 383 335	4,72%
Líneas de Transmisión.	1 030 349	970 015	6,22%
Subestaciones	334 571	326 672	2,42%
Mantenimiento CC y TEL	83 759	86 648	-3,33%
GESTIÓN	2 342 463	2 278 897	2,79%
Personal	983 764	1 018 986	-3,46%
No Personales	1 358 699	1 259 910	7,84%
- Costos No Personales sin Seguros.	1 077 339	949 002	13,52%
- Seguros	281 360	310 908	-9,50%
SEGURIDAD	143 298	183 168	-21,77%
TOTAL COyM	4 225 835	4 167 880	1,39%

- No se presenta el sustento de los costos unitarios de diversos recursos empleados para la determinación del COyM propuesto en el ESTUDIO, como por ejemplo:

- Los costos de la mano de obra empleados en el archivo "COyM REP 2009.xls", hoja "M-002". Al respecto, se debe señalar que los valores empleados no corresponden al boletín del Ministerio de Trabajo, que se acompaña como sustento.
- Los precios unitarios de las actividades de mantenimiento contenidas en la hoja "M-004-SSEE-01".
- Los costos unitarios de las actividades de mantenimiento de centros de control contenidas en las hojas "M-004CC" y "M-302-01".
- Los costos unitarios de las actividades de mantenimiento de telecomunicaciones contenidas en la hoja "M-004-TE".
- Los precios unitarios de los recursos empleados en la operación de subestaciones, contenidos en la hoja "M-401". Asimismo, cabe señalar que las fórmulas muestran mensaje de error.
- El precio unitario de los recursos empleados en la determinación del costo de operación del centro de control, contenido en la hoja "M-403".
- Los "Costos de Gestión Tiempo de Dedicación por Actividad Principal" que se presentan en la hoja "M-502"; tal es el caso de la celda L12, donde aparece un valor sin vínculo.
- Los precios unitarios de los recursos empleados en "Gestión Personal de Transmisión", en la hoja "M-503".
- Los costos de seguridad contenidos en la hoja "M-507".
- Los costos de seguros contenidos en la hoja "M-509".
- Los costos de los "Módulos de Mantenimiento de Equipos de Telecomunicaciones" contenidos en la hoja "M-301".
- Al respecto, se requiere que se presente la información sustentatoria y su debida vinculación con los precios unitarios de recursos.
- Se requiere que se presente el sustento del factor 5%, considerado como crecimiento anual de los costos de mantenimiento de centro de control y telecomunicaciones, mostrado en la hoja "M-303".

- Las celdas en la hoja “M-101-LT” del Módulo de Mantenimiento de Líneas de Transmisión no están debidamente vinculadas, y además, la macro contenida en ésta no arroja ningún resultado. Así mismo, las macros contenidas en las hojas “M-201” y “M-302-01” del “Módulo de Mantenimiento de Equipos de Subestaciones” y del “Módulo de Mantenimiento del Centro de Control”, respectivamente, no arrojan ningún resultado. Al respecto, se requiere la revisión y, de ser el caso, la corrección de las fórmulas y macros contenidas en las hojas de cálculo correspondientes.
- No se sustenta el costo de pólizas de seguro informadas. En ese sentido, se requiere el sustento de los gastos en pólizas de seguros, para lo cual es imprescindible la presentación de copia impresa de las mismas, a fin de evaluar su eficiencia respecto al promedio de mercado
- No se sustentan los precios de los recursos utilizados en los costos de seguridad, contenidos en el archivo “COyM REP 2009.xls”, hojas “COyM 2008”.

2.3 Liquidaciones

- No se ha presentado el archivo de cálculo de la Liquidación Anual

No ha sido posible revisar la liquidación anual de la Remuneración Anual Garantizada (RAG) de la empresa REP dado que no se ha presentado el archivo magnético conteniendo la liquidación propuesta. Tampoco se han presentado las facturaciones que sustenten la mencionada liquidación.

Al respecto, se deberán presentar los correspondientes archivos de cálculo debidamente vinculados que contengan la información de sustento de las liquidaciones propuestas para el SPT de REP, así como, copias impresas de las facturaciones que sustentan los montos consignados en las liquidaciones.

Asimismo, en el cálculo del Peaje por Conexión y Peaje Unitario del SPT, se deberán emplear los valores de liquidación anual que resulten de la aplicación del “Procedimiento para la Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del Contrato de Concesión Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN – ETESUR”, aprobado mediante Resolución OSINERG N° 336-2004-OS/CD. Además, se deberán tener en cuenta las modificaciones al mencionado contrato de las minutas suscritas el 31 de marzo y 26 de julio de 2006.

- No se presenta el sustento del monto pagado por concepto de ITF durante el periodo de liquidación, mostrado en el folio 37 del ESTUDIO. Al respecto, se requiere que se presenten los

archivos electrónicos, debidamente vinculados, que contengan el sustento del cálculo de recuperación del ITF.

- No se presenta el sustento que respalde la Remuneración Anual por Ampliaciones (RAA) mostrada en el folio 40 del ESTUDIO. Al respecto, se requiere presentar los archivos electrónicos, debidamente vinculados, con el sustento de la determinación de la RAA.

3. SAN GABÁN

3.1 Valor Nuevo de Reemplazo

- El VNR propuesto se ha incrementado en 63,75% con respecto al vigente. Al respecto, se requiere que se expliquen en detalle las razones de dicho incremento.
- Los costos de inversión empleados no corresponden a los módulos estándares aprobados por OSINERGMIN; por lo tanto, se requiere su revisión y modificación de acuerdo a los valores vigentes de dichos módulos.
- De otro lado, no deben modificarse los costos de los componentes considerados para los módulos estándares vigentes, como por ejemplo, aranceles, tableros de protección, control y medida, etc.
- No se aplican correctamente los módulos estándares, por ejemplo: en la subestación Azángaro se considera un módulo de obras civiles (OC-SIC1E138DB060DB-06) que corresponde a una subestación con 6 celdas de 138 kV, 2 transformadores de 138/60 kV y seis celdas de 60 kV, lo cual excede a la cantidad de equipos que debería considerarse para la subestación adaptada a la demanda. Al respecto, se requiere que se revise y se corrija la aplicación de módulos estándares.
- Se requiere que se presente el sustento del área de terreno y del costo unitario empleados, teniendo en cuenta que ésta debe corresponder a dimensiones de subestaciones adaptadas a la demanda.
- Sin perjuicio de las observaciones anteriores, se ha detectado que no se ha presentado el sustento de los costos de inversión propuestos, por ejemplo:
- Los costos unitarios de suministros consignados en el Formulario I-403.

- En el archivo “LLTT SAN GABAN.xls”, hoja “I-101”, las celdas muestran error (#REF).
- En los archivos de “valorización de módulos de celdas” se encuentran consignados sólo valores, sin ninguna vinculación a cálculos que los sustenten. Por ejemplo: CE-023SIU3C1ESBAL, CE-023SIU3C1ESBCC, CE-023SIU3C1ESBLT, CE-023SIU3C1ESBTR, etc.
- Los archivos “SA-010-100-SIU2.xls”, “SA-023-160SIU3.xls”, “Copia de resumen.xls” y “Módulos SGB.xls” no pueden abrirse para su lectura.
- Las celdas contenidas en el archivo de valorización del módulo de telecomunicaciones (I-302) muestran error (#REF).

3.2 Costos de Operación y Mantenimiento

- No se sustenta la procedencia de aplicar para sus instalaciones que pertenecen al SPT, los mismos porcentajes fijados para el cálculo del COyM de los Sistemas Secundarios de Transmisión.

4. ANTAMINA S.A.

4.1 Valor Nuevo de Reemplazo

- El costo empleado para la determinación del VNR propuesto no corresponde a la valorización de los módulos estándares vigentes. Al respecto, se requiere efectuar la revisión y corrección pertinentes.
- Se requiere el sustento de la necesidad del SVC para la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional sin la demanda de Antamina.
- Sin perjuicio de la observación anterior, se requiere que el costo del módulo de SVC considerado, sea debidamente sustentado.
- Se requiere el sustento de la inclusión del costo correspondiente a una alícuota de centro de control.

4.2 Costos de Operación y Mantenimiento

- Los costos de operación y mantenimiento propuestos son superiores a los vigentes según lo mostrado en el cuadro

siguiente. En ese sentido, se requiere que se expliquen las razones de este incremento.

Asimismo, se requiere que se sustente el motivo por el cual no se consideran costos de seguridad, teniendo presente la presencia de otros operadores en la misma subestación Vizcarra.

DESCRIPCIÓN	COyM 2009 Propuesto Antamina US\$ (A)	Vigente (B)	Variación % (A/B)-1
OPERACIÓN	1 948	1 254	55%
Operación CC	272	157	73%
Operación de Subestaciones	1 675	1 097	53%
MANTENIMIENTO	7 197	7 054	2%
Líneas de Transmisión	0	0	-
Subestaciones	6 858	6 858	0%
Mantenimiento CC y TEL	339	195	73%
GESTIÓN	25 474	17 434	46%
Personal	16 884	11 391	48%
No Personales	8 590	6 043	42%
- Costos No personales en Seguros	4 293	2 890	49%
- Seguros	4 297	3 153	36%
SEGURIDAD	0	1 958	-100%
TOTAL COyM	37 807	27 699	36%

Especial explicación requiere el costo de gestión considerado, dado que representa el 67% del total del COyM propuesto.

- No se sustentan los costos unitarios de recursos empleados para la determinación del COyM. Al respecto, se requiere la presentación de dicho sustento.
- La formulación y vinculación de celdas en las hojas de cálculo, no son correctas. En ese sentido, se requiere la revisión y corrección pertinentes de modo que se permita su trazabilidad.
- No se sustenta el costo por pólizas de seguro informadas. En ese sentido, se requiere el sustento de los gastos en pólizas de seguros, para lo cual es imprescindible la presentación de

copia impresa de las mismas, a fin de evaluar su eficiencia respecto al promedio de mercado.

5. ETESELVA

5.1 Valor Nuevo de Reemplazo

- El VNR propuesto se ha incrementado en 83% con respecto al vigente. Por ello, se requiere se explique en detalle las razones del incremento del VNR para cada uno de los rubros considerados, cuyo resumen se muestra a continuación.

COMPONENTE	VNR Propuesto (A)	VNR Vigente (B)	Variación (%) (A/B)-1
Líneas de Transmisión	24 760 805	158 57 364	56,15%
Subestaciones	87 68 383	3 362 902	160,74%
Centro de Control	674 565	-----	-----
Telecomunicaciones	354 640	-----	-----
Stock de Repuestos	717 155	-----	-----
CMI No Eléctrico	31 415	-----	-----
TOTAL	35 306 963	19 220 266	83,70%

- No se sustenta el dimensionamiento de los componentes del sistema que ha sido definido como Sistema Económicamente Adaptado. Al respecto, se requiere que se revise y se efectúen las correcciones que sean pertinentes. Por ejemplo:
- No se explican las razones por las que en la evaluación de costos se considera un conductor de 592 mm²; no obstante, que en la determinación de la sección óptima del conductor (Vizcarra - Paramonga Nueva.xls) se obtiene como sección óptima 501 mm².
- En el caso de la alternativa de doble terna se considera conductores de 240 mm²; no obstante, para su valorización se emplea una línea de doble terna con conductor de 592 mm², lo cual invalida los resultados de comparación con la alternativa de simple terna en la que se considera una sección de 592 mm².
- No se sustentan los valores de potencia que se han considerado para justificar la capacidad del transformador en la Subestación Tingo María.
- Se requiere que el VNR se determine aplicando los costos de los módulos estándares vigentes.

- Sin perjuicio de las observaciones anteriores, se ha detectado que las hojas de cálculo contienen errores (#REF) y no están debidamente vinculadas. Por ejemplo:
- La hoja I-501 del libro Formulario 501-601, hace referencia al archivo C:\ETESSELVA\SPT2008\ FORMULARIOS \[FORMULARIOS ETESELVA.xls]F-308, que no se encuentra en dicha ruta.
- En el archivo LLTT Eteselva.xls, las celdas contienen error (#REF).

5.2 Costos de Operación y Mantenimiento

- Los costos de operación y mantenimiento propuestos son 123,38% superiores al COyM vigente, según lo mostrado en el cuadro siguiente. Al respecto, se requiere que se expliquen las razones de este incremento.

RUBRO	Propuesta (A)	Vigente (B)	Variación A/B-1(%)
OPERACIÓN	189 781	70 248	170,16%
Operación CC	79 048		
Operación de Subestaciones	110 733		
MANTENIMIENTO	488 985	307 047	59,25%
Líneas de Transmisión.	283 658		
Subestaciones	142 298		
Centro de Control y Telecomunicaciones	63 029		
GESTIÓN	452 229	229 158	97,34%
Personal	238 012		
No Personales	214 217		
APORTES D.L N° 25844	42 818		
ITF	9 154	5 499	66,47%
SEGURIDAD	31 120	19 194	62,13%
SEGUROS	195 747		
TOTAL COYM	1 409 834	631 146	123, 38%

- No se sustentan los costos unitarios de los recursos empleados para la determinación del COyM. En ese sentido, se requiere la presentación de dicho sustento.
- La formulación y vinculación de celdas en las hojas de cálculo, no son correctas. Al respecto, se requiere la revisión y corrección de modo que se permita su trazabilidad.
- La mayoría de precios unitarios contenidos en el formulario M-001, de mantenimiento, corresponden a la Cotización de un

Contratista de REP como única fuente. Al respecto, se requiere que se sustente los costos unitarios sobre la base de varias fuentes, de modo que correspondan a precios promedio de mercado.

- No se sustentan los precios de los recursos empleados en la determinación del COyM contenidos en los formularios M-001 y M-002. En ese sentido, se requiere que se presente toda la información de sustento respectiva.
- No se sustentan los valores de rendimiento de diversas actividades de mantenimiento ni de la cantidad de recursos empleados en las mismas que se observa, por ejemplo, en las hojas M-003SIERRA, M-003SELVA, M-003TELECOM, M-003CCONTROL, M-003SUPERV del archivo "Formularios M-003-SE.xls".

En ese sentido, se requiere revisar las actividades de mantenimiento propuestas en el ESTUDIO, dado que se han incluido muchas actividades de mantenimiento que no están consideradas como eficientes según la última fijación de Tarifas en Barra, tales como la inspección nocturna, mantenimiento de defensas de ríos y avenidas, etc.

Así mismo debe detallarse la necesidad de cada actividad de mantenimiento, del sustento de la frecuencia y del alcance sobre el total de activos.

Todo el sustento requerido permitirá a OSINERGMIN evaluar la consistencia y eficiencia de la información presentada y darle trazabilidad al proceso de valorización de la operación y el mantenimiento de las instalaciones de ETESELVA que pertenecen al SPT.

- No se justifica la relación entre los costos de operación del centro de control y los correspondientes a la operación de las subestaciones.

Se debe justificar la relación entre los costos de operación de las subestaciones atendidas (formulario M-401) y los costos correspondientes a la operación de los centros de control (formulario M-403), teniendo presente que las subestaciones MAT/AT/MT se consideran desatendidas al reconocerse la implementación de un centro de control.

- No se establecen criterios de prorrateo del costo de mantenimiento del centro de control y telecomunicaciones.

Se mantiene la asignación dedicada exclusivamente a la transmisión (100%) del costo de mantenimiento del Centro de Control y de las Telecomunicaciones, (formulario M-303).

Al respecto, debe de aplicar un procedimiento de prorrateo de este costo en función al número de señales que se transmiten por cada una de las líneas de negocio que hacen uso de los mismos.

- No se sustenta la inclusión del costo de supervisión del mantenimiento del Centro de Control y Telecomunicaciones.

Se han considerado costos por supervisión del mantenimiento del Centro de Control y Telecomunicaciones (Sup_Mant.xls), actividad no considerada como eficiente en la regulación vigente. Al respecto, se requiere la justificación de la inclusión de dicha actividad.

- No se justifica el número de supervisores del mantenimiento de subestaciones y líneas de transmisión.

Debe sustentarse las razones por las que se consideran dos supervisores de mantenimiento integral al transformador de potencia y dos supervisores de mantenimiento de los equipos de aire acondicionado.

Asimismo, debe sustentarse la necesidad de un ingeniero, dos supervisores linieros y dos operarios linieros para la supervisión del mantenimiento de líneas de transmisión.

- Se han considerado costos por cambio de turno para la operación de las subestaciones (formulario M-401.xls). Al respecto, se requiere justificar la inclusión de este costo, dado que no ha sido considerado como una actividad eficiente en la fijación de Tarifas en Barra vigente.
- En las subestaciones Tingo María, Aguaytía y Paramonga Nueva se utilizan dos turnos de vigilancia (formulario M-508), siendo el operador principal REP. Al respecto, se requiere sustentar el porqué no se utiliza el prorrateo de estos costos.
- No se justifica la estructura del personal de gestión. No se ha presentado la justificación que sustente cada puesto de la empresa y el número de personal asignado (formulario M-503). En ese sentido, se deben describir las funciones específicas que justifiquen los puestos considerados bajo criterios de gestión eficiente.

La organización total del grupo Aguaytía se dedica a tres giros de negocios diferentes: la explotación de hidrocarburos, la generación termoeléctrica y la transmisión eléctrica. Al respecto, deben sustentarse los Costos de Gestión asignados al SPT de ETESELVA y alcanzar la documentación que justifica el prorrateo de los Costos de Gestión comunes a las tres empresas o negocios que se señalan.

- En los cargos administrativos, el porcentaje de asignación a la transmisión, de los Costos de Gestión personal, no corresponde al inductor utilizado en el prorrateo de los costos comunes. Por ello, se requiere que se presente el sustento de dicho inductor y de su diferencia con el inductor de costos comunes.
- No se presenta el sustento del nivel remunerativo considerado en los costos de gestión personal. Al respecto, se debe presentar copia impresa de las fuentes utilizadas como sustento de los niveles remunerativos considerados (formulario M-501), a fin de que OSINERGMIN evalúe la consistencia y eficiencia en su utilización.
- No se presenta el sustento de cada uno de los ítems correspondientes a los costos de gestión no personales y los costos administrativos de transmisión (información referida a gastos gestión_mod, de las hojas M-507 y M-508), los cuales son demasiado elevados respecto a los aprobados en la última regulación, sobre todo los incluidos en los centros de costo correspondientes a la Gerencia General, Gerencia Administrativa, Gerencia Legal y Gerencia de Operaciones.

En este sentido, se deberán redefinir los costos de gestión no personales sobre la base de un sistema de gestión eficiente.

- No se sustenta el costo por pólizas de seguro informadas. Se deben sustentar los gastos en pólizas de seguros, para lo cual se requiere la presentación de copia impresa de las mismas, a fin de evaluar su eficiencia respecto al promedio de mercado.
- Costos de Gestión

Los costos de gestión propuestos para el SPT de ETESELVA son elevados respecto a la magnitud de las instalaciones bajo su administración. Estos costos de gestión presentados resultan ser el 92,48% de los costos de mantenimiento.

En este sentido, se deben revisar y sustentar todos los rubros de este componente de costos bajo criterios de eficiencia.

Por otro lado, en el archivo "Comparación de Salarios.xls", hoja "Inductor(2)", se hace referencia al anuario de OSINERG del año 2003; al respecto, se requiere que se utilice información actualizada.

- No se sustentan los precios de los recursos utilizados en los costos de seguridad, contenidos en el archivo "Comparación de Salarios.xls", hojas M-507 y M-508.

- Se requiere presentar el sustento del cálculo del Impuesto a las Transacciones Financieras (ITF), aplicable al SPT de ETESELVA, teniendo presente la normativa vigente.

6. ISA PERÚ

6.1 No se ha presentado el archivo de cálculo de la Liquidación Anual

En el ESTUDIO se emplean valores provisionales de la liquidación anual de los ingresos correspondientes al contrato de concesión de la empresa Interconexión Eléctrica ISA PERÚ S.A. (en adelante "ISA PERÚ"). Sin embargo, dicha liquidación propuesta no es posible revisarla en vista que no se ha presentado el archivo en medio electrónico.

Al respecto, se deberán presentar los correspondientes archivos de cálculo debidamente vinculados que contengan toda la información de sustento de la liquidación propuesta para el Sistema Principal de Transmisión de ISA PERÚ.

Asimismo, en el cálculo del Peaje por Conexión y Peaje Unitario del Sistema Principal de Transmisión, el SCT deberá emplear los valores de liquidación anual que resulten de la aplicación del Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica con modalidad de contrato BOOT, aprobado mediante Resolución OSINERG N° 335-2004-OS/CD.

6.2 No se ha presentado la copia de facturaciones para la Liquidación Anual

La liquidación propuesta no ha sido posible revisarla en su totalidad en vista que no se han presentado las copias impresas de las facturaciones que sustenten el cuadro Liquidación Anual Marzo 2008-Febrero 2009, contenido en el folio 448 del ESTUDIO. Al respecto, se deberán presentar las correspondientes copias de las facturaciones que sustenten la liquidación propuesta para el sistema de transmisión de ISA PERÚ.

7. REDESUR

7.1 No se sustenta el índice Base del VNR1 del SPT

Mediante la suscripción del Addendum N° 5 entre el Estado Peruano y Red Eléctrica del Sur S.A. (en adelante "REDESUR") firmada el 10 de abril de 2008, se modificó el numeral 5.2.5 de la Cláusula 5 del contrato BOOT, estableciendo que el VNR tendrá dos componentes VNR1= 69 741 000 (Sesentinueve millones setecientos cuarentiun mil y 00/100 dólares americanos) y VNR2 (adicional) = US\$ 5 135 788 (Cinco millones ciento treinticinco mil setecientos ochentiocho y 00/100 dólares americanos), montos que serán ajustados anualmente por la variación en el "Finished Goods Less Food and Energy" (Serie ID: WPSO3500);

para ello establece como base el valor vigente de marzo del 2008 para el VNR2, no especificando el valor base para el VNR1. Por lo tanto, se requiere que se presente la documentación que sustente los valores base del índice IPP del VNR1 de REDESUR, de cada una de las etapas consideradas en la propuesta tarifaria; adicionalmente, se requiere mostrar los montos en que se desagrega el VNR1.

El VNR (VNR1 y VNR2) de REDESUR fue actualizado considerando valores provisionales del índice "Finished Goods Less Food and Energy" del mes de Setiembre 2008, por tanto para la propuesta definitiva se debe actualizar con el último valor disponible correspondiente a marzo 2009, de conformidad con el Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica con modalidad de contrato BOOT, aprobado mediante Resolución OSINERG N° 335-2004-OS/CD.

7.2 Costos de Operación y Mantenimiento

El valor ajustado de COyM igual a US\$ 2 395 042, propuesto para las instalaciones de REDESUR, ha sido actualizado utilizando un valor de IPP de 168,90 que corresponde provisionalmente al mes de setiembre de 2008. Al respecto, es importante señalar que este valor será finalmente actualizado con el último valor disponible correspondiente a marzo 2009.

7.3 No se ha presentado la copia de facturaciones para la Liquidación Anual

La liquidación propuesta para las instalaciones de REDESUR no ha sido posible verificarla por no haberse presentado las copias impresas de las facturaciones que sustentan el cuadro de liquidación anual mostrado en el folio 432 del Estudio. Al respecto, se deberá presentar las correspondientes copias de las facturaciones que sustenten la liquidación propuesta para el sistema de transmisión de REDESUR.

8. TRANSMANTARO

8.1 Ajuste del Valor Nuevo de Reemplazo y del Monto a Restituir

En el ESTUDIO se propone el ajuste del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) y del Monto a Restituir (MAR), determinado por TRANSMANTARO, mediante el uso de un índice "Finished Goods Less Food and Energy" (WPSSOP3500) cuyo valor es preliminar y corresponde a Setiembre de 2008.

Al respecto, se debe precisar que los valores presentados son preliminares cuya actualización final del índice señalado será en marzo de 2009, según el literal "d" del numeral 4.1, Artículo 4° del "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por Servicio de Transmisión Eléctrica con modalidad de Contrato BOOT".

8.2 Ajuste del COyM

De manera similar a lo indicado en el numeral anterior, en el ESTUDIO se propone el ajuste de los Costos de Operación y Mantenimiento (COyM) de las instalaciones de transmisión de TRANSMANTARO, mediante el uso de un índice "Finished Goods Less Food and Energy" (WPSSOP3500) cuyo valor es preliminar y corresponde a Setiembre de 2008.

Al respecto, se debe precisar que los valores presentados son preliminares cuya actualización final del índice señalado será en marzo de 2009, según el literal "d" del numeral 4.1, Artículo 4° del "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por Servicio de Transmisión Eléctrica con modalidad de Contrato BOOT".

8.3 No se ha presentado la copia de facturaciones para la Liquidación Anual

No ha sido posible verificar la consistencia de la liquidación propuesta, en vista que no se han presentado las copias impresas de las facturaciones que sustenten el cuadro de Liquidación Anual de Ingresos por Contrato BOOT contenido en el folio 438 del ESTUDIO. Al respecto, se deberá presentar las correspondientes copias de las facturaciones que sustenten la liquidación propuesta para el sistema de transmisión de TRANSMANTARO.

9. FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES

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.

Sin perjuicio de la observación anterior, se observa que en el ESTUDIO se ha modificado la capacidad de transporte de algunas líneas sin que se presente el sustento correspondiente. Al respecto, se requiere que se presente el sustento de las modificaciones de capacidad de las líneas.

Por otro lado, se requiere que se revise y, de ser el caso, se tome en cuenta, en lo pertinente, lo establecido en el Decreto de Urgencia N° 049-2008.

10. INGRESO TARIFARIO

Se deberá actualizar el Cuadro N° 3.20 (folio 14 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.

11. PEAJES

En el Cuadro N° 3.21, folio 15 del ESTUDIO, se presenta el resumen del cálculo del peaje por conexión unitario para el periodo mayo 2009 - abril 2010. De acuerdo con las observaciones precedentes, se deberá recalcular estos valores en función de las modificaciones que se efectúen.

12. FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN

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.