

# ABSOLUCION DE OBSERVACIONES DEL OSINERGMIN

## A. OBSERVACIONES GENERALES

- **Falta de sustento**

Se están adjuntando toda la documentación fuente que sustenta los resultados de los Estudios.

- **Falta vinculación de hojas de cálculo**

Se están adjuntando las hojas de cálculo en formato Excel de los valores VNR y COyM propuestos, debidamente vinculados a fin que OSINERGMIN disponga de todos los archivos utilizados en el Estudio.

- **Uniformización de parámetros**

Se está uniformizando los parámetros utilizados.

- **Actualización de valores presentados**

Se ha procedido a actualizar los valores presentados.



## B. RED DE ENERGÍA DEL PERÚ

### 1. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO

- 1.1 **El Valor Nuevo de Reemplazo (en adelante “VNR”) total propuesto se ha incrementado en 8,40% 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 50%.**

Las razones de los valores propuestos se derivan de los propios Módulos Estándares de Inversión Vigentes, en algunos casos se han incrementado, en otros se han mantenido y en varios también han sufrido decrementos cercanos al 16%.

Hay que tener presente que el VNR del SPT no se actualizaba hace 4 años y en la última actualización de los Módulos Estándares de Inversión el OSINERGMIN ha utilizado la estadística más reciente de los últimos proyectos ejecutados en el país.

Para los cálculos, se ha mantenido en general la información de equipamiento unitario del SPT de la última actualización del VNR y lo que se ha realizado es la actualización de las valorizaciones de los equipos que vienen de los archivos de los Módulos Estándares de Inversión del OSINERGMIN.

- 1.2 **Para obtener el área de terreno de las diferentes subestaciones, no se ha empleado la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión desde la cual es posible obtener las longitudes de los**

**terrenos necesarios para una subestación de potencia en función a los módulos de obras civiles generales. Al respecto, se requiere que expliquen las razones por las cuales no se ha utilizado la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para dicho fin.**

Los datos que se podrían determinar a partir de los módulos estándares de inversión requieren de una estimación indirecta. Por ello, se ha optado por realizar esta propuesta, de manera de uniformizar el área de los terrenos requeridos, por una celda de línea de transmisión, un transformador de potencia, un equipo de compensación, etc.

- 1.3 En la hoja “Revisión costo terreno” del archivo “VNR-REP-2013.xls”, se presenta el cálculo para el área de terreno en cada subestación, el cual depende de la cantidad de Elementos, sin embargo, en algunos casos no se ha tenido en cuenta la cantidad real de Elementos para dicho cálculo; a modo de ejemplo podemos citar que en la SET Talara, se observa un solo transformador y no 3 conforme indica REP. Al respecto, es necesario que los datos contenidos en las diferentes hojas o archivos presentados guarden la coherencia respectiva.**

Con relación a la información de la Subestación Talara, se debe mencionar que los 3 transformadores, corresponden a los siguientes equipos:

- a) Transformador de Potencia 220/13.2 kV de 75 MVA (T20-21) de REP
- b) Transformador de Potencia de 220/13.8 kV de 125 MVA de la TGN4 de EEPSA
- c) Transformador de Potencia de 220/13.8 kV de la futura reserva fría.

- 1.4 El costo unitario de los terrenos (US\$/m<sup>2</sup>) mostrados en la hoja “Revisión costo terreno” del archivo “VNR-REP-2013.xls”, se encuentra en valores, no permitiendo realizar su trazabilidad. Al respecto, se requiere mayor sustento en detalle sobre el costo unitario utilizado en la valorización de los terrenos de las subestaciones de potencia.**

Debido a la falta de uniformidad y datos sobre los terrenos y sus respectivas áreas a reconocer, es que se ha propuesto la hoja de cálculo “Revisión costo terreno”, donde se han recogido los costos unitarios reconocidos en las últimas fijaciones tarifarias y además el costo que se viene teniendo en las subestaciones que se encuentran rodeadas de centros urbanos como la capital del país y capitales de provincias. Si el OSINERGMIN tiene una mejor referencia para poder determinar la valorización de las subestaciones de potencia, pues debe ser de aplicación a todo el sector eléctrico.

- 1.5 No se adjuntan todos los archivos a los cuales se hace el llamado de vinculación en los archivos de cálculo del VNR y COyM presentados como parte del Estudio, lo que no permite su trazabilidad.**

Se confirma que se están entregando los archivos de la tabla siguiente:

Archivo BASE	Archivos Vinculados	Estado
--------------	---------------------	--------

VNR-REP-2013.xlsx	VALORIZACION DE SUBESTACIONES 2012.xls	Se incluye
	VALORIZACION DE LINEAS DE TRANSMISION.xls	Se incluye

El archivo Propuesta.xls ha sido reemplazado por el archivo Cuadros.xls, el cual se encuentra en la carpeta Fijación de Tarifas SST – 2013-2017, que incluye nuestra propuesta Técnico – Económico de Tarifas y Compensaciones del SST y SCT correspondiente al periodo 2013 -2017 presentada a OSINERGMIN el 16 de enero de 2013.

De manera similar, los archivos vinculados a Estimación del Peajes SST.xls. están incluidos en la carpeta Fijación de Tarifas SST – 2013-2017.

- 1.6 Se ha considerado la nueva SET Pariñas cuyo ingreso se prevé para el 15 de febrero 2014. Asimismo, según se indica en la Ampliación 13 del Contrato de Concesión, en dicha SET serán implementadas dos celdas de línea (para las líneas hacia las subestaciones de Talara y Piura Oeste) y una celda de acoplamiento de barras; sin embargo, conforme se observa en la hoja “Pariñas” del archivo “VNR-REP-2013.xls”, se está considerando adicionalmente, la celda de línea a Zorritos (L-2249) cuando dicha celda está ubicada en la SET Talara. Al respecto, se requiere que expliquen las razones por las cuales se está considerando dicha celda en la nueva SET Pariñas, dado que ello origina distorsiones en la prorrata de los costos comunes e indirectos**

El tratamiento que se ha dado para considerar el reacomodo de los equipos que involucra la Ampliación 13 ha sido el siguiente:

- a) El Reactor R-10 de 20 Mvar que se encontraba en la Subestación Talara antes de la Ampliación 13, terminará siendo reubicado en la nueva SE Pariñas. Por ello se ha propuesto su reubicación en esta subestación, incluyendo su celda de conexión al sistema de barras 220 kV.
  - b) La LT Piura - Talara 220 kV, luego de la Ampliación 13, será seccionada para instalar la nueva Subestación Pariñas. Sin embargo esta derivación, que incluye celdas de entrada y salida en 220 kV, no han sido incluidas como parte del SPT, respetándose la longitud inicial. Se entiende que esta derivación, al igual que las celdas de conexión, serán remuneradas como parte del reconocimiento de la Ampliación 13, al ser instalaciones nuevas en el SEIN.
- 1.7 No se ha considerado la totalidad de elementos existentes y previstos hasta abril 2014 en la valorización de las subestaciones. A modo de ejemplo podemos mencionar que en las SET´s Talara y Piura Oeste se prevé el ingreso de una celda de línea en 220 kV para la segunda terna LT 220 kV Piura Oeste-Talara cuya fecha de puesta en operación comercial está prevista para agosto 2012 según se indica en el Contrato de Concesión. Al respecto, se requiere que expliquen las razones por las cuales no se está considerando la totalidad de elementos que entraron y que están próximos a entrar en operación comercial desde la última actualización del VNR.**

Los proyectos a ingresar como producto de las Ampliaciones de REP son los siguientes:

Ampliación	Descripción	Línea/Subestación	Fecha puesta en servicio
10	Instalar reactor 115 MVAR y resistencia de neutro	SE Chilca	15/03/2013
	Instalar celda 60 kV	SE Independencia	15/08/2012
11	Cambio de configuración a doble barra 220 kV	SE Pomacocha	15/01/2013
	Cambio de configuración a doble barra 138 kV	SE Tintaya	15/01/2013
	Repotenciación de línea de transmisión 220 kV	Pachachaca-Pomacocha	15/05/2012
12	Instalar transformador 40 MVA	SE Puno	10/11/2013
	Cambio de configuración de "T" a "PI"	SE Ayaviri	10/08/2013
13	Construcción de nueva subestación	SE Pariñas	15/02/2014
	Instalación de compensación reactiva 20 MVAR	SE Piura Oeste	15/09/2013
	Repotenciación de línea de transmisión 220 kV	Talara-Piura	15/09/2013
14	Construcción de nueva subestación	SE Reque	27/04/2014
	Instalar transformador 100 MVA	SE Trujillo	27/04/2014

La segunda línea de la LT Piura – Talara, corresponde a otra concesión de transmisión perteneciente a la empresa Consorcio Transmantaro. En vista de la observación, se están haciendo los ajustes correspondientes.

- 1.8 No se han asignado correctamente los Módulos Estándares de transmisión a los elementos que forman parte de las subestaciones de potencia. A modo de ejemplo podemos mencionar que en la SET Piura Oeste existen dos transformadores 220/60/10 kV, 50 MVA y un transformador de 220/60/10 kV, 100 MVA; sin embargo en la aplicación de los Módulos, para el transformador "T32-261", se considera el módulo "TP-220060010-045CO1E" que corresponde a una potencia de 45 MVA. Al respecto, se requiere que expliquen las razones por las cuales se están aplicando dichos módulos o en defecto revisar y corregir en las subestaciones que correspondan.**

De acuerdo con la observación de OSINERGMIN, se está procediendo a actualizar el módulo del transformador de potencia de 50 MVA: TP-220060010-050CO1E.

- 1.9 Si bien no corresponde realizar la actualización del VNR del centro de control hasta la Fijación Tarifaria de mayo 2014, ello es necesario únicamente para determinar los inductores de asignación a la actividad de transmisión de REP (% de participación al SPT y al SST), que están ligados directamente en el cálculo del Costo de Operación y Mantenimiento. Al respecto, es necesario se explique por qué no han considerado la valorización del centro de control a fin de actualizar los inductores de asignación a la actividad de transmisión principal.**

Precisamente debido a que no corresponde actualizar el VNR de los centros de control de REP en esta fijación tarifaria, es que no se ha considerado tampoco como inductor válido para el cálculo del COyM. En esta observación nos ratificamos en la forma de cálculo propuesta.

- 1.10 Las observaciones descritas en los párrafos anteriores deben ser extensivas para todo el archivo de cálculo, dado que a manera de ejemplo sólo se ha indicado los casos puntuales. En ese sentido, es necesario se revise la totalidad de todos los archivos**

**presentados y donde corresponda realizar las correcciones respectivas.**

Se confirma que se han revisado la totalidad de archivos presentados y se han realizado las correcciones donde hemos indicado nuestro acuerdo con las observaciones.

## **2. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**

- 2.1 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 operación de centros de control, gestión, entre otros, que, en total originan un incremento de 4,26% respecto al COyM vigente. Al respecto, es necesario se indique las razones por las cuales se originan dichos incrementos.**

De manera similar a esta observación en el rubro del VNR, el OSINERGMIN sólo hace mención a los rubros que se incrementan, pero no señala que existen reducciones como el caso de Operación de Subestaciones y Seguros, lo cuales llegan alrededor de 8% en su reducción. Los rubros que han sufrido incrementos, corresponden a las actualizaciones propias al incremento de la inflación y los escasos recursos de mano de obra calificada en el mercado local y regional, lo que conlleva a un incremento en los sueldos del personal y servicios.

- 2.2 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-2013", se encuentran en valores. Al respecto, se solicita incluir el sustento de los mismos mediante revistas, boletín CAPECO, cotizaciones, etc. Que validen los valores consignados.**

Todos los valores de la hoja M-002 se encuentran en fórmulas a excepción de los costos diarios de cambio de turnos para costa: 15.0 USD, sierra: 7.5 USD y selva: 12.5 USD. Si se hace la comparación con el cálculo de la fijación anterior, se podrá verificar que la metodología ha sido la misma que se ha empleado para este rubro. Por otro lado, si OSINERGMIN considera que estos costos son demasiado bajos, le solicitamos actualizarlos.

- 2.3 En el cálculo del ITF, desarrollado en la hoja "ITF" del archivo "COyM ANTAMINA-2013", no se ha actualizado el IGV que corresponde al 18% desde el año 2011. Al respecto, es necesario se explique las razones por las cuales se sigue considerando el factor "1,19" en dicho cálculo.**

Se está procediendo a considerar el factor 1,18 en el cálculo para el 2011 y 2012.

### **Operación de Centros de Control**

- 2.4 El análisis de costos unitarios de operación de centros de control desarrollado en la hoja "M-403" del archivo "COyM REP-2013", 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.**

El Formato M-403 se encuentra en fórmulas, sobre el cual sólo hace falta revisar el cuadro superior, correspondiente al análisis de costos unitarios de operación de un centro de control de empresa grande, la cual debe ser de mayor envergadura que el de una empresa mediana que es el cuadro referencial que se encuentra debajo. Para la empresa grande se consideran 6 operadores y 1 auxiliar técnico, lo cual es bastante reducido para una empresa de la amplitud de REP.

- 2.5 Los costos unitarios de operación de centros de control mostrados en la hoja “M-404-CC” del archivo “COyM REP-2013”, están siendo afectados por el factor “1,0539”, él cual según indica REP, corresponde a gastos mensuales. Al respecto, se solicita incluir el sustento de dicho factor o en su defecto corregir donde corresponda.**

Este factor considera la inflación anual y los ajustes por escases de servicios especializados y mano de obra, los cuales se han incrementado inclusive más de este factor, considerando que en la actualidad se viene presentando una falta de mano de obra calificada.

#### **Operación de Subestaciones**

- 2.6 Los costos de operación de las subestaciones consignados en la hoja “M-405” del archivo “COyM REP-2013”, están multiplicados por el factor “1,034”, el cual no está sustentado. Al respecto, se solicita incluir el sustento de dicho factor o en su defecto corregir donde corresponda**

El factor corresponde a una proyección de la inflación en el país al mes de mayo de 2013, el cual es bastante conservador si consideramos que los costos de operación de subestaciones son esencialmente sueldos de personal técnico especializado, el cual se encuentra bastante escaso en el país.

- 2.7 Los costos unitarios de operación de subestaciones consignados en la hoja “M-401” del archivo “COyM REP-2013”, se encuentran en valores lo que no permite verificar el sustento de los precios unitarios de los recursos. Al respecto, es necesario se incluya el sustento de los mismos.**

Se ha verificado que la hoja M-401 correspondiente al análisis de costo unitario de operación de subestaciones ha seguido la misma metodología que se ha empleado para este rubro en la última fijación tarifaria aprobada por OSINERGMIN.

- 2.8 La cantidad de maniobras mostradas en el cuadro de la hoja “AUX-405” del archivo “COyM REP-2013” no presenta sustento alguno. Al respecto, es necesario se presente el sustento de dichos valores; considerando que los mismos deben coincidir con la frecuencia anual de operación programada y no programada**

### **utilizada para generar las actividades de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo**

Se ha comprobado que la hoja M-401 correspondiente al resumen de costos de mantenimiento de subestaciones ha seguido la misma metodología que se ha empleado para este rubro en la última fijación tarifaria aprobada por OSINERGMIN. Sin embargo, la observación relacionada a 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 REP, sino que además existen otras necesidades del sistema que requieren de operaciones que excederían ampliamente cualquier programación.

### **Mantenimiento de Líneas de Transmisión**

- 2.9 Los costos de mantenimiento anual de líneas de transmisión consignados en la hoja “M-102” del archivo “COyM REP-2013”, están multiplicados por el factor “1,034”. Al respecto, se solicita incluir el sustento de dicho factor o en su defecto corregir donde corresponda.**

Al igual que el numeral 2.6 el factor corresponde a una proyección de la inflación en el país al mes de mayo de 2013, el cual es bastante conservador si consideramos que los sueldos de personal técnico especializado se han incrementado más que la inflación y la mano de obra se encuentra bastante escasa en el país.

- 2.10 Los costos de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo consignados en la hoja “M-101-LT” del archivo “COyM REP-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 de mantenimiento.**

**Por otro lado, teniendo en cuenta la versión COyM 2012, se ha podido verificar que no se consideran las siguientes actividades:**

- **Perfilado de aisladores.**
- **Reparación de averías eléctricas.**

**Al respecto, es necesario que REP revise y actualice las actividades de mantenimiento de líneas de transmisión, o en su defecto, es necesario se explique por qué no se está considerando dichas actividades.**

Al respecto, es necesario que REP revise y actualice las actividades de mantenimiento de líneas de transmisión, o en su defecto, es necesario se explique por qué no se está considerando dichas actividades.

Se ha verificado que la hoja M-101-LT correspondiente a los módulos de mantenimiento de líneas de transmisión, ha seguido la misma metodología que se ha empleado para este rubro en la última fijación tarifaria aprobada por OSINERGMIN.

- 2.11 No se ha presentado el análisis de los costos unitarios que están asociados a cada una de las actividades de mantenimiento tales como inspección ligera, limpieza de aisladores, reparación de conductores, entre otros. Al respecto, es necesario se desarrolle y presente el análisis de los costos unitarios debidamente formulados y vinculados.**

En general se ha consignado la base de costos unitarios usada por OSINERGMIN en la última fijación tarifaria.

### **Mantenimiento de Subestaciones**

- 2.12 Los costos de mantenimiento de subestaciones consignados en la hoja “M-202-01” del archivo “COyM REP-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, es necesario que REP revise, anule o reemplace las actividades de mantenimiento, las frecuencias, alcances y metrados asociados a cada una de estas.**

Se ha comprobado que la hoja M-202-01 correspondiente a los costos de mantenimiento de subestaciones ha seguido la misma metodología que se ha empleado para este rubro en la última fijación tarifaria aprobada por OSINERGMIN.

- 2.13 No se ha presentado el análisis de los costos unitarios referidos a cada una de las actividades de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo, tales como programa de termovisión, limpieza de aisladores, limpieza de canaletas, mantenimiento de tableros eléctricos, entre otros. Al respecto, es necesario se desarrolle y presente el análisis de los costos unitarios debidamente formulados y vinculados.**

Como ya se ha manifestado los costos unitarios utilizados, son básicamente los usados por OSINERGMIN en la última fijación tarifaria de Mayo de 2012, los cuales se encuentran vigentes. De requerirse el desarrollo de costos unitarios de las diversas actividades de mantenimiento, esto debe ser desarrollado por OSINERGMIN de la misma forma que los Módulos Estándares de Inversión, de manera que los agentes tengamos la información base, para su inclusión en los estudios tarifarios.

- 2.14 Es necesario que se tome en cuenta las observaciones 1.6 y 1.7 para desarrollar los costos de mantenimiento en las subestaciones de potencia.**

Se han considerado las observaciones 1.6 y 1.7, sin embargo se debe de indicar que la segunda línea de transmisión Piura – Talara es concesión de otra empresa de transmisión, la cual es Transmantaro. Así mismo, se ha considerado la reconfiguración de la Subestación Pariñas, como parte de la Ampliación 13.

## **Mantenimiento de Centros de Control y Telecomunicaciones**

- 2.15 Los costos de mantenimiento de centros de control y telecomunicaciones consignados en la hoja "M-303" del archivo "COyM REP-2013", están multiplicados por el factor "1,034". Al respecto, se solicita incluir el sustento de dicho factor o en su defecto corregir donde corresponda.**

Al igual que el numeral 2.6 el factor corresponde a una proyección de la inflación en el país al mes de mayo de 2013, el cual es bastante conservador si consideramos que los sueldos de personal técnico especializado se han incrementado más que la inflación y la mano de obra se encuentra bastante escasa en el país.

- 2.16 Los costos unitarios de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo consignados en las hojas "M-301-01" y "M-302-01" del archivo "COyM REP-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.**

Se ha verificado que las hojas M-301-01 y M-302-01 correspondientes a los módulos de telecomunicaciones y centro de control, ha seguido la misma metodología que se ha empleado para este rubro en la última fijación tarifaria aprobada por OSINERGMIN.

## **Gestión**

- 2.17 El porcentaje de dedicación a la transmisión consignado en la hoja "M- 502", figura 105% cuando éste debe totalizar 86% según los factores consignados en la hoja "Índices". Dicho error se debe principalmente a que la aplicación del total de transmisión a los cargos gerenciales y administrativos ha sido modificado de 75% a 97%. Al respecto, es necesario se explique las razones por las cuales se realizó dicha modificación o en su defecto corregir donde corresponde.**

La variación del factor de aplicación de 75% a 97% refleja la dedicación del personal directivo a las actividades principales de la empresa que corresponde a salvaguardar el mejor desempeño de las actividades de operación y mantenimiento de las instalaciones de transmisión. Siendo REP una empresa que sigue creciendo con sus ampliaciones, es de esperar que la cantidad de personas y dedicación de sus directivos se incremente, para poder prestar un servicio de transmisión adecuado a las normas nacionales.

- 2.18 La estructura de personal consignada en la hoja "M-501" del archivo "COyM REP-2013", ha sufrido modificaciones en lo que respecta al abogado del área legal (01 abogado adicional) y al analista para el mantenimiento HW/SW (01 analista adicional). Al respecto, es necesario que se explique en detalle las razones por las cuales se ha optado por incrementar personal en dichos cargos.**

Efectivamente se han realizado ajustes en la hoja M-501 de Costos de Gestión de Personal. Como ya se mencionó anteriormente, por la amplitud de las instalaciones de la empresa de transmisión, se hace necesario un abogado adicional a fin de afrontar los requerimientos jurídicos y el analista de HW/SW por la cantidad de instalaciones que se vienen incorporando con las Ampliaciones.

- 2.19 No se han actualizado los costos de gestión de personal (remuneración mensual) consignados en la hoja “M-501” del archivo “COyM REP-2013”. Al respecto, es necesario se actualice dichos costos debidamente vinculados, tomando como referencia el tipo de empresa.**

Se ha considerado los mismos costos y metodología empleada para este rubro en la última fijación tarifaria aprobada por OSINERGMIN. En este caso la propuesta sería actualizar los costos por lo menos por la inflación local, sin embargo dejamos a consideración del OSINERGMIN adicionar un factor que considere la escasez de la mano de obra calificada.

- 2.20 En la hoja “M-504” del archivo “COyM REP-2013”, todos los conceptos de los Costos de Gestión no Personales (en nuevos soles) presentan valores que no están debidamente sustentados. Asimismo, en la hoja “M-510” se tienen los mismos conceptos que en la hoja “M-504”, es decir en ambas hojas se determinan los costos de Suministros Diversos, Servicios de Terceros, Tributos y Cargas Diversas de Gestión y ambos están siendo sumados para obtener los Costos no Personales. Al respecto, se solicita incluir el sustento de dichos valores y/o se indique la forma cómo se determinan estos. Asimismo, es necesario se explique porque se está considerando la suma de dos rubros que tienen los mismos conceptos.**

Al igual que otras hojas observadas, se indica que se ha aplicado la misma metodología que se ha empleado en la última fijación tarifaria aprobada por OSINERGMIN.

## **C. ETESELVA**

### **3. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO**

- 3.1 El VNR total propuesto se ha incrementado en 78,5% 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.**

ETESSELVA, considera que los valores incluidos en los módulos estándares vigentes, que utiliza en los cálculos OSINERGMIN son bajos comparados con los precios vigentes en el mercado.

Sin embargo, a pesar de esta discrepancia, ETESELVA ha recalculado el VNR para sus instalaciones de transmisión, con los módulos estándares vigentes, quedando tal como se muestra en el Cuadro N° 1.

Cuadro N° 1

COMPONENTE	VNR Propuesto (A)	VNR Vigente (B)	Variación (%) (A/B)-1
Subestaciones	5 880 472	4 071 960	44%
Líneas de Transmisión	22 778 803	15 067 200	51%
Centro de Control y	330 835	264 048	25%
Telecomunicaciones	116 499	142 263	-18%
Stock de Repuestos	528 177		
Inversión no Eléctrico	30 501		
<b>TOTAL</b>	<b>29 665 287</b>	<b>19 545 471</b>	<b>52%</b>

**3.2 No se sustenta el dimensionamiento de los componentes del sistema definido como Sistema Económicamente Adaptado. Al respecto, se requiere que se revise y se efectúen las correcciones que sean pertinentes. Por ejemplo:**

- **No se explica las razones por las cuales el cálculo de VNR sólo considera dos tramos en la L.T. Vizcarra – Paramonga Nueva, cuando el VNR vigente considera cuatro tramos, tampoco se explican las razones por las que en la evaluación de costos de dicha línea se considera un conductor de 600 mm<sup>2</sup> (RESUMEN LLTT.xls), cuando el VNR vigente considera cuatro tramos: dos en la sierra con un conductor de 592 mm<sup>2</sup>, un tramo en la sierra con un conductor de 500 mm<sup>2</sup> y un tramo en la costa con un conductor de 500 mm<sup>2</sup>.**
- **No se explican las razones por las que en la evaluación de costos, se considera un transformador de 50 MVA en la Subestación Tingo María, cuando el VNR vigente considera un transformador de 40 MVA.**

En el Capítulo 4, se muestra el resultado del SEA obtenido, del análisis de las alternativas planteadas se determina que la mejor alternativa es una Línea de Transmisión en simple terna, con un conductor de 592 mm<sup>2</sup>. Los cálculos de presentan en el directorio \\SEA\.

EL COES en su propuesta definitiva del Plan de Transmisión Vinculante 2018, para la ampliación de la capacidad de transporte en 30% - 250MVA de las líneas de transmisión de ETESELVA, considera como característica técnica de la línea un conductor de 592 mm<sup>2</sup>, igual al empleado por ETESELVA en su propuesta de tarifaria.

Asimismo, en la Fijación de Peajes y Compensaciones para los SST y SCT, 2009 – 2013, el OSINERGMIN en su hoja de cálculo “F-300\_SEA\_ETESELVA.xls” en la valorización de la SE Tingo María considera un transformador 220/138/10 kV – 50 MVA. Sin embargo, en la Fijación de Precios en Barra 2009 - 2010, en la que correspondió actualizar el VNR del SPT, no se muestra una explicación de porqué empleó un transformador 220/138/10 kV - 40 MVA en la valorización de la SE Tingo María.

Hay que tomar en cuenta que el COES en el Plan de Transmisión Vinculante 2018, analiza el sistema considerando el transformador 220/138/10 kV – 50 MVA.

- 3.3 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.**

Ver respuesta a la Observación 3.1.

- 3.4 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.**

En la nueva propuesta se están utilizando los módulos estándares vigentes.

- 3.5 No se ha considerado la totalidad de elementos en la valorización de las subestaciones Paramonga Nueva, Vizcarra y Tingo María. Es necesario que todos los elementos que integran una subestación sean considerados a fin de poder efectuar la prorrata correspondiente de los costos comunes y servicios auxiliares. Al respecto, se requiere que expliquen las razones por las cuales no se está considerando la totalidad de elementos que entraron y que están próximos a entrar en operación comercial desde la última actualización del VNR.**

Se han actualizado los componentes en las subestaciones, considerando los que se encuentran en operación.

- 3.6 Los costos unitarios de los terrenos (US\$/m<sup>2</sup>) mostrados en la hoja "RESUMEN" del archivo "RESUMEN DE MODULOS.xls", se encuentran en valores, no permitiendo realizar la trazabilidad de los mismos. Al respecto, se requiere mayor sustento en detalle sobre el costo unitario de los terrenos utilizados en la valorización de las subestaciones de potencia.**

Los costos unitarios de los terrenos son los utilizados por el OSINERGMIN en la Fijación de Peajes y Compensaciones para los SST y SCT, período 2009 - 2013.

- 3.7 Para obtener el área de terreno de las diferentes subestaciones, no se ha empleado la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión desde la cual es posible obtener las longitudes de los terrenos necesarios para una subestación de potencia en función a los módulos de obras civiles generales. Al respecto, se requiere que expliquen las razones por las cuales no se ha utilizado la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para dicho fin.**

Para obtener el área de terreno de las subestaciones, sí hemos utilizado los módulos de obras civiles generales. En la actualización de nuestra propuesta de tarifaria, hemos vinculado nuestras hojas de cálculo con las proporcionadas por el OSINERGMIN con la base de datos de módulos estándares.

- 3.8 En la hoja "RESUMEN" del archivo "RESUMEN DE MODULOS.xls", se presenta en valores el área de los terrenos de las subestaciones, no permitiendo realizar su trazabilidad; cabe**

señalar que los terrenos para las subestaciones de Tingo María y Paramonga Nueva difieren de los valores presentados por la empresa REP. Se requiere que se presente el sustento del área de terreno, teniendo en cuenta que ésta debe corresponder a dimensiones de subestaciones adaptadas a la demanda.

El área de los terrenos empleados son los utilizados por el OSINERGMIN en la Fijación de Peajes y Compensaciones para los SST y SCT, período 2009 - 2013.

**3.9 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-601 del libro Formulario 501-601.xls, hace referencia al archivo C:\Trabajos\Eteselva\2012\SPT\COYM 2013\Datos Osinergmin\[FORMULARIOS ETESELVA-osinergmin.xls]Resumen', que no se encuentra en dicha ruta.
- Las hojas del libro RESUMEN METRADOS ETE.xls, hacen referencia al archivo [F-I-401-OC-SE.xls]Hoja1, que no se encuentra en las carpetas alcanzadas por ETESELVA.
- En el archivo RESUMEN METRADOS ETE.xls, las celdas contienen error (#REF).

Del informe inicial remitido al OSINERGMIN se verifica que los archivos mencionados sí se encuentran en las carpetas que corresponden. El archivo "FORMULARIOS ETESELVA-osinergmin.xls" se encuentra en la ruta.

\\Eteselva\2012\SPT\COYM 2013\DatosOsinergmin\

El archivo "F-I-401-OC-SE.xls" se encuentra en la ruta.

\\Eteselva\2012\SPT\VNR 2013\Análisis de Costos\Subestaciones\

El archivo RESUMEN METRADOS ETE.xls, las celdas que aparecen con error de referencia (#REF), se debe a que dichas celdas contienen la función INDIRECTO, la que se usa para hacer una referencia especificada por un cadena de texto, es decir, cuando desee cambiar la referencia a una celda en una fórmula sin cambiar la propia fórmula. En este caso el archivo referencia ("F-I-401-OC-SE.xls ") debe estar abierto. En esta nueva versión del informe no se ha considerado los archivos F-I-401-OC-SE.xls ni RESUMEN METRADOS ETE.xls

**3.10 No se han actualizado los porcentajes de participación de la celda de línea en la subestación Paramonga Nueva; esta celda es compartida con la empresa REP y en función de la actualización del VNR se deben actualizar los porcentajes de participación de las empresas en dicha celda.**

OSINERGMIN considera que la celda de ETESELVA en esta subestación no le corresponde costos comunes, ni costos indirectos, tal como se puede comprobar en su hoja de cálculo "FORMULARIOS ETESELVA-osinergmin.xls", utilizada en el cálculo del VNR del SPT de ETESELVA vigente.

En la ampliación de esta celda, también se modificaron las obras civiles generales, red de tierra profunda e instalaciones eléctricas, también hemos realizados gastos administrativos, financieros y de supervisión de obra. Todos estos gastos no los ha realizado REP por nosotros.

Sin perjuicio de lo anterior, al entrar en operación la línea Aguaytia – Pucallpa, han incluido celdas en la SE Aguaytia, a las que sí, el OSINERGMIN en la Fijación de Peajes y Compensaciones para los SST y SCT, período 2009 – 2013, ha considerado Costos Comunes e Indirectos, cuando las instalaciones de esta subestación pertenecen exclusivamente a ETESELVA.

De la comparación de estos casos, se puede ver que el trato que se da a ETESELVA siempre es perjudicial a sus intereses.

Se solicita al OSINERGMIN no considerar este porcentaje de asignación, por lo antes expuesto.

#### 4. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

##### 4.1 Los rubros que componen los Costos de Operación y Mantenimiento, experimentan incrementos mayores al 100% respecto a los costos determinados en la fijación tarifaria 2012. La Tabla N°5 muestra el resumen de las variaciones entre lo propuesto por ETESELVA y los costos vigentes.

El COyM calculado por ETESELVA para sus instalaciones pertenecientes al sistema principal de transmisión para el presente proceso de regulación es similar respecto a los presentados en años anteriores. Sin embargo, ETESELVA ha realizado la revisión de sus costos, siendo los resultados los que se muestran en el siguiente cuadro, asimismo, se adjuntan en medio magnético las hojas de cálculo que sustentan dichos resultados.

Rubro	Propuesta ETESELVA	Vigente	Variación (%)
<b>OPERACIÓN</b>	<b>99 863</b>	<b>70 909</b>	<b>40.83%</b>
Operación CC	44 886	37 861	18.55%
Operación de Subestaciones	54 977	33 048	66.35%
<b>MANTENIMIENTO</b>	<b>267 619</b>	<b>193 907</b>	<b>38.01%</b>
Líneas de Transmisión	130 114	100 421	29.57%
Subestaciones	73 902	38 965	89.66%
Mantenimiento CC y TEL	63 603	54 521	16.66%
<b>GESTIÓN</b>	<b>677 249</b>	<b>371 437</b>	<b>82.33%</b>
Personal	400 796	199 007	101.40%
No Personales	276 452	172 430	60.33%
Costos No Personales sin Seguros	174 465	117 052	49.05%
SEGUROS	101 987	55 379	84.16%
<b>SEGURIDAD</b>	<b>31 146</b>	<b>24 171</b>	<b>28.86%</b>
<b>Sub Total COyM</b>	<b>1 075 877</b>	<b>660 425</b>	<b>62.91%</b>

Del cuadro anterior se aprecia que las diferencias persisten, siendo la principal diferencia los costos de gestión (personales y no personales), a pesar de haber considerado el mismo organigrama y salarios mensuales que los empleados por el OSINERGMIN en la fijación de 2012.

Esta diferencia se debe a que ETESELVA no comparte los criterios asumidos por el OSINERGMIN, para asignar los costos del personal en función de las ventas.

- 4.2. Respecto a la línea de transmisión 220 kV Vizcarra – Paramonga Nueva, la empresa ETESELVA considera para su propuesta de VNR dos tramos (109,37 km en zona sierra y 35,96 km en zona costa) y para el cálculo del COyM considera cuatro tramos (Tramo 1 de 43,14 km; tramo 2 de 36,58 km, tramo 3 de 62,26 km y tramo 4 de 3,28 km). Al respecto se requiere uniformizar los criterios empleados en la determinación del VNR con los usados para el cálculo del COyM.**

Se han uniformizado los kilometrajes de los tramos propuestos, según lo considerado por el OSINERGMIN en el VNR vigente.

- 4.3. Por otro lado, cabe señalar que para determinar el costo de mantenimiento de la línea 220 kV Vizcarra – Paramonga, ETESELVA ha considerado cuatro tramos de línea, los cuales no corresponden a los valores vigentes de su VNR; por ejemplo, para el tramo de la costa considerado en el VNR fijado el año 2009, la longitud es de 51,58 km, mientras que ETESELVA emplea 43,14 km para el mismo tramo. Al respecto, es necesario se explique en detalle la partición de tramos utilizados para determinar los costos de mantenimiento, toda vez que dichos costos varían en función al módulo aplicado por cada tramo.**

Ver respuesta a la observación 4.2

- 4.4. Se han modificado las actividades de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo consideradas para las líneas de transmisión en la propuesta para la fijación tarifaria 2013. Dichas modificaciones incrementaron los costos de mantenimiento en 30,6% respecto al costo fijado en la regulación 2012. Al respecto, es necesario que se revise dichas actividades y se sustente en detalle cada una de las mismas.**

Las actividades de mantenimiento propuestas por ETESELVA para la presente fijación, son las mismas que las propuestas por ETESELVA en fijaciones anteriores, y se basan en actividades que la empresa realiza.

- 4.5. En los cálculos para determinar el análisis de costos unitarios de las actividades de mantenimiento para líneas de transmisión mostrados en el archivo “Formularios M-003-LT” para costa y sierra, se ha detectado que en algunos casos no existe coherencia en la distribución de materiales, equipos y herramientas además de la cantidad y rendimiento. A modo de ejemplo se señalan algunos casos: en equipos y herramientas, en diferentes partidas se considera además del teléfono celular satelital un radio portátil; el rendimiento considerado para mantenimiento de faja de**

**servidumbre en la sierra es de 8 vanos/día y en la costa de 10 vanos/día, el rendimiento en la costa debería ser mayor que en la sierra; etc. En ese sentido, se requiere completar los análisis de costos unitarios de la actividad de mantenimiento para la selva, y revisar los rendimientos para las diversas actividades de mantenimiento, así como de la cantidad de recursos empleados en las mismas o en su defecto sustentar las utilizadas.**

OSINERGMIN debe considerar que la presente fijación pertenece al Sistema Principal de Transmisión, donde ETESELVA solo tiene una línea de transmisión que cruza las regiones de Costa y Sierra. Sin embargo, los Análisis de Mantenimiento para la región Selva, sí se encuentran actualizados.

Cabe precisar que esta observación es la misma que una hecha el año pasado, es su oportunidad demostramos que nuestros rendimientos son similares a los empleados por el OSINERGMIN. Sin embargo, en el siguiente cuadro comparamos los rendimientos utilizados por ETESELVA y el OSINERGMIN (Fijación Vigente) para las actividades de mantenimiento de líneas de transmisión mencionadas en la observación.

Actividad	ETESELVA Propuesta		OSINERGMIN Vigente	
	Costa	Sierra	Costa	Sierra
Faja de Servidumbre	10 vanos	8 vanos	5 km	4 km
Mantenimiento de las Trochas Carrozables	5 km	4 km	5 km	4.5 km

- 4.6. El cálculo de porcentajes de asignación de los costos de subestaciones (Archivos Formulario M-202.xls, en el libro “REPARTO”), deberá ser actualizado en función a las observaciones realizadas respecto al cálculo del VNR de ETESELVA.**

Para las instalaciones involucradas al SPT y SST de ETESELVA se han considerado los costos establecidos en el Informe N° 0151-2009-GART, que sustenta la Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD e Informe N° 0271-2010-GART, que sustenta la Resolución OSINERGMIN N° 207-2010-OS/CD, respectivamente.

- 4.7. En los cálculos para determinar el análisis de costos unitarios de las actividades de mantenimiento para las subestaciones de potencia mostrados en el archivo “Formularios M-003-SE” para costa, sierra y selva, se ha detectado que en algunos casos no existe coherencia en la distribución de materiales, equipos y herramientas además de la cantidad y rendimiento. A modo de ejemplo se señalan algunos casos: en la partida pruebas al transformador de potencia cuyo rendimiento es una unidad por día se considera como mano de obra a un ingeniero, un técnico electricista y dos auxiliares técnicos y como equipos y**

herramientas, entre otros, se considera 8 escaleras lo cual no resulta concordante con la cantidad de mano de obra considerada y con el rendimiento establecido para dicha partida. En ese sentido, se requiere la revisión de los rendimientos para las diversas actividades de mantenimiento, así como de la cantidad de recursos empleados en las mismas o en su defecto sustentar las utilizadas.

Cabe precisar que esta observación es idéntica a una hecha el año pasado, en aquella oportunidad informamos que la unidad de trabajo es "H/M" y no "Unid.". Por lo tanto, no se consideran 8 unidades de escaleras, sino, 8 Horas máquina/herramienta de escalera.

- 4.8. **La estructura de personal consignada en la hoja "M-501" del archivo "gastos gestion\_mod.xls", ha sufrido modificaciones en lo que respecta a la inclusión de una Recepcionista de Sede en la Unidad de Logística. Al respecto, es necesario se explique en detalle las razones por las cuales se ha optado por incrementar personal en dicha unidad.**

En el Anexo N° 2 del informe adjunto, se hace una descripción de las funciones del Área de Logística, en la cual está incluida la Recepcionista de la Sede, la que tiene como función principal proporcionar información precisa de la empresa, establecer la comunicación entre los usuarios y los empleados, recibir y entregar la correspondencia que pueda llegar, registro de visitas, etc.

ETESSELVA considera de mucha importancia la labor que cumple la recepcionista, por las razones previamente descritas, además de ser una práctica normal en todas las entidades públicas y privadas.

- 4.9. **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; por otro lado, para los costos del personal de las áreas operativas, se han considerado los inductores de acuerdo al valor del VNR del sistema de transmisión (principal y secundario). Cabe indicar que en la regulación tarifaria 2012, para determinar los costos de gestión comunes (personal correspondiente a las áreas de dirección y gerenciales) entre las empresas que conforman el Grupo Aguaytía, estos se han asignado en función a los ingresos que cada negocio genera a dicho grupo empresarial, es decir que el peso de la gestión que realiza cada personal de dirección y gerencia sea reflejado en las ventas; sin embargo, ETESSELVA considera que el 30,6% (proporción al valor de inmuebles) de la remuneración al personal directivo y gerencial corresponde al negocio de la transmisión que sólo le genera un 5,18% de ingresos respecto al total (negocios de transmisión, generación y planta de gas) y para el negocio que le genera el 55,05% de ingresos considera el 35,2% de la remuneración al personal observándose de esta manera que no es factible determinar el tiempo de dedicación en función al valor de la infraestructura tal como lo realizó ETESSELVA.**

Es conveniente explicar que en la regulación del 2012 el OSINERGMIN aplicó un porcentaje igual al 5,18 % a los costos de Gestión Comunes, un porcentaje del 30,60 % a la Gerencia Operativa y Unidad Comercial, 76,47 % al Centro de Control y el 100 % a la Unidad de Transmisión. El índice de 5,18 % ha sido calculado en función del valor de las ventas de ETESELVA respecto al valor total de los ingresos de todas las empresas del Grupo Aguaytia; el índice de 30,60 % ha sido calculado en función al valor de los activos de ETESELVA respecto al valor total de los activos de todas las empresas del Grupo Aguaytia, estos índices se han calculado con la información de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2007, En el siguiente cuadro, se muestran una comparación entre los inductores empleados por el OSINERGMIN y ETESELVA.

	Inductores	
	OSINERGMIN	ETESELVA
Área: Directorio	5,18%	30,60%
Área: Gerencia General	5,18%	30,60%
Área: Legal	5,18%	30,60%
Área: Administración y Finanzas	5,18%	30,60%
Unidad de Contabilidad y Finanzas	5,18%	30,60%
Unidad de Logística	5,18%	30,60%
Unidad de Recursos Humanos	5,18%	30,60%
Unidad de Sistemas	5,18%	30,60%
Área: Gerencia de Operaciones	30,60%	100,00%
Unidad de Seguridad Integral y Medio Ambiente	30,60%	100,00%
Unidad de Transmisión	100,00%	100,00%
Centro de Control	76,47%	100,00%
Unidad Comercial	30,60%	30,60%

Este criterio de asignación por ventas, no es compartido por ETESELVA, ya que las tres empresas del Grupo Aguaytia desarrollan actividades distintas y tienen ingresos diferentes.

Sin perjuicio de lo anterior, el OSINERGMIN, para determinar los costos de personal de ETESELVA asignando los costos del personal del Grupo Aguaytia, en función de las ventas, debe considerar todas las áreas del Grupo Aguaytia y no solo las correspondientes a una empresa de transmisión modelo, ya que esto perjudica a ETESELVA frente a otras empresas dedicadas exclusivamente a la transmisión.

Se solicita al OSINERGMIN considerar lo expresado por ETESELVA.

- 4.10. 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, denominada “Aprueban el Manual de Costos para Empresas de Concesionarias y/o Autorizadas”. Al respecto, es necesario se explique el uso del 100% del tiempo de dedicación por la actividad de la transmisión sin tomar en cuenta la mencionada resolución ministerial.**

Esta diferencia se debe a que el OSINERGMIN emplea la R.M. N° 197-94-EM/VME, denominada “Aprueban el Manual de Costos para Empresas de Concesionarias y/o Autorizadas, que en el ítem 5.1 – c) textualmente indica:

“c) Los gastos de los órganos de Gobierno de cada empresa (Directorio, Auditoría Interna, Asesorías, Secretaria del Directorio, Gerencia General, Área de Operaciones, Comercialización, Finanzas, Administración y otras áreas equivalentes), serán aplicadas en un 75 % al costos del servicio y el 25 % restante al costos de las inversiones en estudios y obras, siempre que este monto resultante no exceda del 7.5 % del monto de las inversiones analizadas.”

ETESELVA considera que esta aplicación corresponde a empresas que sí presentan ampliaciones y/o modificaciones en su sistema de transmisión, pudiendo corresponder su aplicación a empresas de distribución que se encuentran en continuo cambio. También hay que recalcar, que el 25 % restante el OSINERGMIN no lo considera en ninguna inversión o estudios como por ejemplo el VNR.

- 4.11. El porcentaje utilizado para determinar el seguro correspondiente al rubro transmisión (Prima/Monto asegurado) no corresponde al promedio de mercado que según la evaluación en la regulación del año 2012 está en el orden de 0,246%. Al respecto, es necesario incluir la prima (%) basada en el promedio del mercado.**

ETESELVA ha presentado la póliza multiriesgo N° 1301-515503, la cual adjunta en el Anexo N° 4 del informe adjunto, tal como se muestra en el siguiente cuadro.

Tipo de Seguro	Monto Asegurado	Prima (US\$)	Prima/Monto asegurado (%)
Póliza Multiriesgo N° 1301 - 515503	246 587 500,00	847 752,51	0,343793789%

ETESELVA sugiere al OSINERGMIN considerar esta prima de seguro en la obtención de su promedio de mercado, ya que la póliza presentada es real con valores de mercado actuales.

- 4.12. El factor del ITF determinado en la hoja “ITF” 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 explique la utilización del 100% del factor de ITF o en su defecto corregir donde corresponda.**

ETESSELVA ha solicitado al OSINERGMIN en diversas oportunidades que le alcance el informe del tributarista mencionado, con la finalidad de tomar conocimiento y analizar dicho informe para tener transparencia en la utilización de los porcentajes.

Solicitamos que OSINERGMIN nos presente el informe del tributarista, con la finalidad de conocer los sustentos del mencionado informe.

- 4.13. En el cálculo del ITF, desarrollado en la hoja "ITF" del archivo "COyM ANTAMINA-2013", no se ha actualizado el IGV que corresponde al 18% desde el año 2011. Al respecto, es necesario se explique las razones por las cuales se sigue considerando el factor "1,19" en dicho cálculo.**

No aplica a ETESSELVA.

## **D. REDESUR**

### **5. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO**

- 5.1 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 2012. Al respecto, es importante señalar que este valor deberá actualizarse con el último valor disponible correspondiente a marzo de 2013, 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.**

Al respecto, REDESUR ha procedido a actualizar el Cálculo del VNR como consecuencia de la nueva información disponible del Índice de Precios Finished Goods Less Food and Energy al 15 de enero de 2013. La información actualizada del VNR se encuentra en el Anexo A-2 del presente informe. La información actualizada de los Índices de Precios Finished Goods Less Food and Energy al 15 de enero de 2013 se encuentra en el Anexo D-2 del presente informe.

### **6. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**

- 6.1 El valor ajustado del COyM igual a US\$ 2 640 909 que propone REDESUR para la regulación de sus instalaciones, ha sido actualizado utilizando un valor de IPP de 183,70, valor preliminar que corresponde al mes de setiembre de 2012. Al respecto, es importante señalar que este valor deberá ser finalmente actualizado con el último valor disponible correspondiente a marzo del 2013.**

Al respecto, REDESUR ha procedido a actualizar el Cálculo del COyM como consecuencia de la nueva información disponible del Índice de Precios Finished Goods Less Food and Energy al 15 de enero de 2013. La información actualizada del COyM se encuentra en el Anexo A-2 del presente informe. La información actualizada de los Índices de Precios

Finished Goods Less Food and Energy al 15 de enero de 2013 se encuentra en el Anexo D-2 del presente informe.

## **E. TRANSMANTARO**

### **7. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO**

- 7.1** El SUBCOMITE, para las instalaciones del SPT, ha propuesto el ajuste de VNR y el ajuste del Monto a Restituir, determinado por TRANSMANTARO, mediante el uso del índice "Finished Good Less Food and Energy" (WPSSOP3500) cuyo valor es preliminar y corresponde a setiembre de 2012, tal como se indica en la hoja "VNRCOyM-EXP" del archivo "TRANSMANTARO\_TRM (Marzo-13-Febrero-14).xls". Al respecto, el SUBCOMITE deberá reajustar el VNR considerando el índice final correspondiente, en conformidad con el Addendum N° 5 al contrato BOOT de TRANSMANTARO.

Como lo señala la misma observación, el índice de setiembre utilizado para la propuesta de tarifas en barra es preliminar, y fue utilizado debido a que todavía no se contaba en dicho momento con el valor definitivo. Las actualizaciones deben realizarse de conformidad con lo establecido en la Resolución N° 335-2004-OS/CD correspondiente a la Liquidación Anual de los ingresos.

- 7.2** El SUBCOMITE, para las instalaciones del 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 y corresponde a setiembre de 2012, tal como se indica en la hoja "VNRCOyM-EXP" del archivo "TRANSMANTARO\_TRM\_Chilca-La Planicie-Zapallal (Marzo-12-Febrero-13).xls". Al respecto, el SUBCOMITE deberá reajustar el VNR considerando el índice final correspondiente, en conformidad con el Anexo 5 del Contrato de Concesión de TRANSMANTARO.

Como lo señala la misma observación, el índice de setiembre utilizado para la propuesta de tarifas en barra es preliminar, y fue utilizado debido a que todavía no se contaba en dicho momento con el valor definitivo. Las actualizaciones deben realizarse de conformidad con lo establecido en la Resolución N° 200-2010-OS/CD correspondiente a la Liquidación Anual de los ingresos.

### **8. COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**

- 8.1** 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 setiembre de 2012. Al respecto, el SUBCOMITÉ deberá reajustar el COyM considerando el índice final correspondiente, en conformidad con el Addendum N° 4 al contrato BOOT de TRANSMANTARO.

Como lo señala la misma observación, el índice de setiembre utilizado para la propuesta de tarifas en barra es preliminar, y fue utilizado debido

a que todavía no se contaba en dicho momento con el valor definitivo. Las actualizaciones deben realizarse de conformidad con lo establecido en la Resolución N° 335-2004-OS/CD correspondiente a la Liquidación Anual de los ingresos.

- 8.2 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 y corresponde a setiembre de 2012. Al respecto, el SUBCOMITE deberá reajustar el VNR considerando el índice final correspondiente, en conformidad con el Anexo 5 del Contrato de Concesión de TRANSMANTARO.**

Como lo señala la misma observación, el índice de setiembre utilizado para la propuesta de tarifas en barra es preliminar, y fue utilizado debido a que todavía no se contaba en dicho momento con el valor definitivo. Las actualizaciones deben realizarse de conformidad con lo establecido en la Resolución N° 200-2010-OS/CD correspondiente a la Liquidación Anual de los ingresos.

## **F. SAN GABAN**

### **9. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO**

- 9.1 El VNR propuesto se ha incrementado en 40,77% con respecto al vigente. Al respecto, se requiere que se expliquen en detalle las razones de dicho incremento.**

San Gabán, ha recalculado el VNR para sus instalaciones de transmisión, empleando la base de datos de módulos estándares de transmisión vigentes, publicadas por OSINERGMIN.

- 9.2 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.**

San Gabán, ha recalculado el VNR para sus instalaciones de transmisión, empleando la base de datos de módulos estándares de transmisión vigentes, publicadas por OSINERGMIN.

- 9.3 De otro lado, no corresponde modificarse los costos de los componentes considerados para los módulos estándares vigentes, como por ejemplo, aranceles, tableros de protección, control y medida, etc.**

San Gabán, ha recalculado el VNR para sus instalaciones de transmisión, empleando la base de datos de módulos estándares de transmisión vigentes, publicadas por OSINERGMIN.

- 9.4 No se aplican correctamente los módulos estándares, por ejemplo: en la subestación Azángaro se considera un módulo de obras civiles (OCSIC1E138DB060DB-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.**

San Gabán, ha recalculado el VNR para sus instalaciones de transmisión, empleando la base de datos de módulos estándares de transmisión vigentes, publicadas por OSINERGMIN.

- 9.5 No se ha considerado la totalidad de elementos en la valorización de la subestación Azángaro, por ejemplo no se ha incluido en la valorización el segundo transformador de 47,5 MVA con sus respectivas celdas. Es necesario que todos los elementos que integran una subestación sean considerados a fin de poder efectuar la prorrata correspondiente de los costos comunes y servicios auxiliares. Al respecto, se requiere que expliquen las razones por las cuales no se está considerando la totalidad de elementos que entraron y/o que están próximos a entrar en operación comercial desde la última actualización del VNR.**

San Gabán, ha recalculado el VNR para sus instalaciones de transmisión, empleando la base de datos de módulos estándares de transmisión vigentes, publicadas por OSINERGMIN.

- 9.6 Se requiere que se presente el sustento del área de terreno y del costo unitario empleados, teniendo en cuenta que estos deben corresponder a dimensiones de subestaciones adaptadas a la demanda. Cabe señalar que para obtener el área de terreno de las diferentes subestaciones, se emplea la Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión, desde la cual es posible obtener las longitudes de los terrenos necesarios para una subestación de potencia en función a los módulos de obras civiles generales.**

San Gabán, ha recalculado el VNR para sus instalaciones de transmisión, empleando la base de datos de módulos estándares de transmisión vigentes, publicadas por OSINERGMIN.

- 9.7 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.**
- **Los archivos de “valorización de módulos de celdas” se encuentran consignados sólo en valores, sin ninguna vinculación a cálculos que los sustenten. Por ejemplo: CE-023SIU3C1ESBAL, CE-023SIU3C1ESBCC, CE-023SIU3C1ESBLT, CE-023SIU3C1ESBTR, CE-138SIU2C1ESBRE, etc.**

San Gabán, ha recalculado el VNR para sus instalaciones de transmisión, empleando la base de datos de módulos estándares de transmisión vigentes, publicadas por OSINERGMIN.

- 9.8 El archivo “Copia de resumen.xls” no puede abrirse para su lectura.**

San Gabán, ha recalculado el VNR para sus instalaciones de transmisión, empleando la base de datos de módulos estándares de transmisión vigentes, publicadas por OSINERGMIN.

## 10. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

**10.1 Los rubros que componen los Costos de Operación y Mantenimiento, experimentan incrementos mayores al 1000% respecto al vigente. La Tabla N° 7 muestra el resumen de las variaciones entre lo propuesto por SAN GABÁN y los costos vigentes.**

El OSINERGMIN en el cálculo de los índices que afectan las distintas partidas del COyM, comete varios errores hoja (Índices) que a continuación detallaremos:

- a. En la Celda "E2" indica que los Ingresos Totales según los EEFF de la Memoria Anual 2009 es US\$ 105 359 000, tal como se indica en el cuadro. De la revisión de los EEFF se comprueba que dicho monto está expresado en Nuevos Soles.

	FACTORES SEGÚN INGRESOS (Miles US\$)	Factor
GENERACION	102 462	97,3%
TRANSMISIÓN	2 897	2,749%
	105 359	100,00%

El OSINERGMIN se equivoca al calcular los factores según los ingresos, restando S/. 105 359 000 y US \$ 2 789 723 para obtener los ingresos de la Generación, primero debe convertir todo a dólares o nuevos soles y posteriormente realizar la resta.

Sin perjuicio de lo indicado, para la presente fijación tarifaria el OSINERGMIN debe utilizar la Memoria Anual 2010, presentada en el Anexo N° 4.

Se solicita al OSINERGMIN debe corregir este error, afectando los Ingresos Totales por el tipo de cambio correspondiente.

- b. En la Celda "B19" indica que la Inversión correspondiente a la Transmisión es US \$ 3 907 663 (ver cuadro), monto que corresponde únicamente a la SE San Gabán, según lo indicado en la celda "I19". Sin embargo en la celda "J9" se indica que la Inversión correspondiente a la Transmisión es US \$ 18 298 766.

	FACTORES SEGÚN INVERSIÓN (Miles US\$)	Factor
GENERACION	118 694	96,81%
TRANSMISIÓN	3 908	3,19%
	122 602	100,00%

Se solicita al OSINERGMIN corregir este error, considerando la Inversión correspondiente a la Transmisión (SST y SPT).

- c. En la Celda "C45" indica "VNR SPT actualizado juntamente con SST para determinar inductores" y consideran los montos e inductores indicados en el siguiente cuadro.

	TIPO DE SISTEMA		TOTAL
	PRINCIPAL	SECUNDARIO	
VNR	581 370,43	17 601 480,33	18 182 850,76
INDUCTOR	3,20%	96,80%	100,00%

En el Artículo 77° de la LCE, que textualmente indica lo siguiente:

Artículo. 77°.- Cada cuatro años, la Comisión de Tarifas de Energía procederá a actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión y distribución, con la información presentada por los concesionarios. En el caso de obras nuevas o retiros, la Comisión de Tarifas de Energía incorporará o deducirá su respectivo Valor Nuevo de Reemplazo.

Por tal motivo, en el Informe N° 0151-2009-GART, que sustenta la Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD, denominada "Resolución que fija los Precios en Barra aplicables al período comprendido entre el 01 de mayo de 2009 y el 30 de abril de 2010", se fija que el VNR de las instalaciones del SPT de SAN GABÁN, asciende a US \$ 697 285.

En el Informe N° 0271-2010-GART, que sustenta la Resolución OSINERGMIN N° 207-2010-OS/CD, se fija que el CI del SST de SAN GABÁN asciende a US \$ 14 964 783.

Se solicita al OSINERGMIN corregir y utilizar el VNR y CI fijados para el cálculo de los inductores para el tipo de Sistema de Transmisión.

El COyM calculado por SAN GABÁN para sus instalaciones pertenecientes al SPT para el presente proceso de regulación es similar respecto a los presentados en años anteriores.

Sin embargo, SAN GABÁN ha realizado la revisión de sus costos, siendo los resultados los que se muestran en el siguiente cuadro, asimismo, se adjuntan en medio magnético las hojas de cálculo que sustentan dichos resultados.

Rubro	Propuesta SAN GABÁN 2012	Vigente FITA 2011	Variación (%)
<b>OPERACIÓN</b>	14 809	1 347	1000%
Operación CC	9 118	671	1259%
Operación de Subestaciones	5 691	676	742%
<b>MANTENIMIENTO</b>	19 468	5 814	235%
Líneas de Transmisión	-	-	
Subestaciones	11 785	4 848	143%
Mantenimiento CC y TEL	7 682	966	695%
<b>GESTIÓN</b>	21 286	11 432	86%
Personal	15 469	6 590	135%
No Personales	5 817	4 842	20%
SEGUROS	3 273	2 935	12%
SEGURIDAD	2 543	1 907	33%
<b>Sub Total COyM</b>	3 298	1 831	80%

Del cuadro anterior se aprecia que las diferencias persisten, siendo la principal diferencia los costos de gestión (personales y no personales), a pesar de haber considerado el mismo organigrama y

salarios mensuales que los empleados por el OSINERGMIN en la fijación de 2011.

Esta diferencia se debe a los criterios equivocados asumidos por el OSINERGMIN al asignar los costos del personal, en función de las ventas y a los errores en el cálculo de los inductores.

**10.2 El porcentaje dedicado a transmisión considerado en la regulación del año 2012 para afectar a los costos de operación de centro de control, mantenimiento en telecomunicaciones y centro de control fue de 15,67%, sin embargo la empresa SAN GABAN está considerando el 100% de dicho costo. Al respecto, es necesario se explique en detalle las consideraciones realizadas o en su defecto corregir donde corresponda.**

SAN GABÁN, en su análisis de costos unitarios para la operación del Centro de Control, ha considerado los operadores (02) necesarios para una empresa exclusivamente de transmisión por tal razón considera el 100 % de estos costos, el OSINERGMIN en la Fijación 2011 considera 5 operadores en esta partida, y lo reparte entre la Generación y la Transmisión.

Para el caso del mantenimiento de Telecomunicaciones y Centro de Control, ocurre lo mismo, si el OSINERGMIN verifica las hojas M-301 y M-302 del archivo "Formulario M-301.xls", podrá darse cuenta que en la columna "%", se considera el 58 % en la totalidad de actividades involucradas.

Respecto al porcentaje de 15,67 % considerado en la Regulación 2011, es equivocado, ya que se basa en la infraestructura de los sistemas de Generación (86,64 %) y Transmisión (15,67 %) y es sabido que los costos para implementar un Sistema de Generación son mucho mayores que el de un Sistema de Transmisión, y no porque se invierta más en la Generación, indique mayor uso del Centro de Control y de la Telecomunicaciones. Cabe mencionar, que en la misma hoja "Indices" del archivo "COyM San Gabán 2012.xls" del OSINERGMIN, se considera un inductor de Centro de Control equivalente al 50%.

SAN GABÁN, solicita al OSINERGMIN corregir este error.

**10.3 El costo de mantenimiento de subestaciones calculado en la hoja "resumen" del archivo "Formulario M-202.xls" referente al SPT considera un porcentaje de dedicación de 11,57%, sin embargo para el cálculo de operación de subestaciones (Formulario M-405") se utiliza un porcentaje de dedicación al SPT de 10,74%. Al respecto, es necesario que se explique la utilización de diferentes porcentajes de dedicación al SPT concerniente a la subestación Azángaro. Cabe indicar que, debido a esta variación, el costo de mantenimiento de subestaciones propuesto se ha incrementado en 137% respecto a la regulación del año 2012.**

Para el caso del Módulo Mantenimiento de Subestaciones en Azángaro, hoja M-202 del archivo Formulario M-202.xls, hay que considerar, que para las partidas Servicios Auxiliares y Mantenimiento de la subestación se ha considerado el porcentaje de participación únicamente de SAN GABÁN que corresponde al 54,06 %, y no el 100 % correspondiente a todas las empresas con instalación en esta subestación; por tal razón, el monto correspondiente a cada celda de línea o transformación es el perteneciente única y exclusivamente a SAN GABÁN.

Es incorrecta la observación del OSINERGMIN, respecto al porcentaje de variación, ya que con la explicación anterior se demuestra que el porcentaje (11,73%) utilizado es el correspondiente exclusivamente a una celda en la subestación Azángaro.

- 10.4 Los porcentajes considerados en la regulación del año 2012 respecto al tiempo de dedicación por actividad principal, son menores a los considerados por la empresa SAN GABAN como propuesta para la regulación 2012, ello debido al mismo criterio establecido en la propuesta de ETESELVA comentada en el numeral 4.9 del presente informe. La Tabla N° 8 muestra las variaciones de los tiempos de dedicación considerados en la regulación del año 2012 y lo que propone la empresa SAN GABAN. En dicho cuadro se puede observar las variaciones dadas. Al respecto, es necesario sustentar las consideraciones realizadas para determinar los costos de gestión del personal toda vez que debido a este cambio, dichos costos se han incrementado en un 632% respecto a la regulación tarifaria 2012.**

El Factor según inversión ha sido calculado en función al valor de los activos de Transmisión respecto al valor total de los activos de SAN GABÁN, en la concepción de este índice el OSINERGMIN comete un grave, ya que considera únicamente la inversión de la SE San Gabán (US \$ 3 907 663,29) y no la totalidad de la inversión del Sistema de Transmisión (US 18 298 765,54), y al calcular dicho índice para ambos sistemas (Generación y Transmisión), es lógico que el Sistema de Generación (US \$ 118 694 232,55) obtenga un porcentaje de 96,81 % que está muy por encima del que le debe corresponder.

El criterio de asignación por ventas, es errado, ya que la Transmisión y Generación desarrollan actividades distintas y tienen ingresos diferentes. Sin perjuicio de lo indicado, OSINERGMIN comete un grave error al restar tipo de monedas distintas (dólares y nuevos soles), primero tendría que convertir los montos a la misma moneda.

El inductor de asignación para determinar el costo de remuneración del personal correspondiente a la transmisión eléctrica utilizado por SAN GABÁN, está basado en los valores de la infraestructura (Inmuebles, Equipos y Maquinarias) de cada empresa.

Sin perjuicio de lo anterior, el OSINERGMIN, para determinar los costos de personal de Transmisión asignando los costos del personal de SAN GABÁN, en función de las ventas, debe considerar todas las áreas de la empresa y no solo las correspondientes a una empresa de transmisión modelo, ya que esto perjudica a SAN GABÁN frente a otras empresas dedicadas exclusivamente a la transmisión.

SAN GABÁN, solicita al OSINERGMIN corregir este error.

- 10.5 Los tiempo 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, denominada "Aprueban el Manual de Costos para Empresas de Concesionarias y/o Autorizadas". Al respecto, es necesario se explique el uso del 100% del tiempo de dedicación por la actividad de la transmisión sin tomar en cuenta la mencionada resolución ministerial.**

Esta diferencia se debe a que el OSINERGMIN emplea equivocadamente la R.M. N° 197-94-EM/VME, denominada "Aprueban

el Manual de Costos para Empresas de Concesionarias y/o Autorizadas, que en el ítem 5.1 – c) textualmente indica:

“c) Los gastos de los órganos de Gobierno de cada empresa (Directorio, Auditoría Interna, Asesorías, Secretaria del Directorio, Gerencia General, Área de Operaciones, Comercialización, Finanzas, Administración y otras áreas equivalentes), serán aplicadas en un 75 % al costos del servicio y el 25 % restante al costos de las inversiones en estudios y obras, siempre que este monto resultante no exceda del 7.5 % del monto de las inversiones analizadas.”

SAN GABÁN considera que esta aplicación no corresponde a empresas que no presentan ampliaciones y/o modificaciones en su sistema de transmisión, pudiendo corresponder su aplicación a empresas de distribución que se encuentran en continuo cambio. También hay que recalcar, que el 25 % restante el OSINERGMIN no lo considera en ninguna inversión o estudios, llámese VNR.

**10.6 El porcentaje utilizado para determinar el seguro correspondiente al rubro transmisión (Prima/Monto asegurado) no corresponde al promedio de mercado que según la evaluación en la regulación del año 2012 está en el orden de 0,246%. Al respecto, es necesario incluir la prima (%) basada en el promedio del mercado.**

SAN GABÁN ha presentado la póliza multiriesgo N° 1301-515503, la cual adjunta en el Anexo N° 3 del informe adjunto, tal como se muestra en el siguiente cuadro.

Tipo de Seguro	Monto Asegurado	Prima (US\$)	Prima/Monto asegurado (%)
Póliza Multiriesgo N° 1301 - 515503	246 587 500,00	847 752,51	0,343793789%

SAN GABÁN sugiere al OSINERGMIN considerar esta prima de seguro en la obtención de su promedio de mercado, ya que la póliza presentada es real con valores de mercado actuales.

**10.7 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 GABAN ha considerado el 100% de dicho factor. Al respecto, es necesario se explique la utilización del 100% del factor de ITF o en su defecto corregir donde corresponda.**

SAN GABÁN en reiteradas ocasiones ha solicitado al OSINERGMIN presente el informe del tributarista mencionado con el fin de analizar y verificar dicho informe; y quede completamente claro la utilización de los porcentajes.

Es conveniente que el OSINERGMIN presente el informe, para poder validar la fiabilidad y confiabilidad del tributarista que ha realizado dicho informe, y que no solamente se base en un porcentaje empleado en sus hojas de cálculo, sin sustento alguno.

**10.8 En el cálculo del ITF, desarrollado en la hoja “ITF” del archivo “COyM ANTAMINA-2013”, no se ha actualizado el IGV que corresponde al 18% desde el año 2011. Al respecto, es necesario se explique las razones por las cuales se sigue considerando el factor “1,19” en dicho cálculo.**

No corresponde a SAN GABÁN.

## G. ANTAMINA

### 11. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO

- 11.1 No es posible verificar la fuente de la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión utilizada en la valorización de las instalaciones de ANTAMINA. Al respecto, con la finalidad de permitir la trazabilidad de los archivos de valorización, se requiere que todos los archivos se presenten debidamente formulados y con su vinculación respectiva.**

Se están adjuntando los archivos vinculados al archivo base del cálculo del VNR de ANTAMINA, conforme el detalle del siguiente cuadro:

Archivo BASE	Archivos Vinculados	Estado
VNR ANTAMINA-2013.xlsx	VALORIZACION DE SUBESTACIONES 2012.xls	Se incluye
	VALORIZACION DE LINEAS DE TRANSMISION.xls	Se incluye

- 11.2 No se han actualizado los porcentajes de participación en el costo total de las celdas de línea en la SET Vizcarra que son compartidas por las empresas ANTAMINA y ETESELVA. Al respecto, es necesario actualizar dicha proporción, dado que las utilizadas corresponden al año 2011.**

En vista que para calcular los porcentajes de participación son necesarios los formularios de ETESELVA y estos no se encuentran disponibles para ANTAMINA, se ha optado por conservar en la propuesta los porcentajes que se han utilizado hasta la última fijación tarifaria de Mayo 2012. El OSINERGMIN es quien debe proceder a actualizar estos porcentajes, luego que reciba los formularios de ambas empresas.

- 11.3 Para determinar los costos indirectos, se han aplicado los porcentajes de supervisión, gastos administrativos y financieros sólo a los componentes en moneda nacional y extranjera del costo básico del elemento. Al respecto, se requiere que expliquen las razones por las cuales no se aplica dichos porcentajes a los componentes aluminio y cobre, para las SET's Punta Lobitos y Yanacancha.**

Se ha verificado que los porcentajes usados para determinar lo costos indirectos son:

Supervisión	7.50%
Gastos Administrativos del titular	1.58%
Gastos Financieros	5.84%

Los mismos que han sido utilizados en los cálculos de las tres subestaciones Vizcarra, Yanacancha y Punta Lobitos, siguiendo la metodología usada por OSINERGMIN en las últimas fijaciones tarifarias. En general, el hecho de aplicar porcentajes a los componentes como el

aluminio y cobre no harían variar el monto total, ya que se trata de un prorrateo de los costos indirectos.

- 11.4 Para obtener el área de terreno de las diferentes subestaciones, no se ha empleado la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión desde la cual es posible obtener las longitudes de los terrenos en función a los módulos de obras civiles generales. Al respecto, se requiere que expliquen las razones por las cuales no se ha utilizado la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para dicho fin.**

Los valores utilizados en el cálculo del VNR de cada una de las subestaciones, son valores que han sido tomados de la última fijación tarifaria de mayo 2012. Se ha revisado la hoja de cálculo "Relación Terrenos-2005.xls" del OSINERGMIN y no muestran valores actualizados del valor de los predios y además se encuentran incompletos, por ello se han mantenido los valores de la última fijación tarifaria.

- 11.5 No se ha presentado el costo unitario de los terrenos (US\$/m<sup>2</sup>); el costo total de terreno indicado en las hojas de valorizaciones no tiene sustento alguno. Al respecto, se requiere mayor sustento en detalle sobre el costo unitario utilizado en la valorización de los terrenos de las subestaciones de potencia.**

De manera similar al numeral anterior se señala que los valores utilizados en el cálculo del VNR de cada una de las subestaciones, son valores que han sido tomados de la última fijación tarifaria de mayo 2012. En todo caso, proponemos que OSINERGMIN realice un Estudio para determinar el valor actual de los predios usados como Subestaciones y servidumbres en todo el país, de manera que tenga mayores elementos de juicio, para sustentar un cambio respecto a la última fijación tarifaria.

## **12. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**

- 12.1 Los rubros que componen el COyM han experimentado incrementos de hasta 22 % respecto a los costos vigentes. Al respecto, se requiere que se expliquen las razones de estos incrementos. Especial cuidado requiere el costo de gestión y seguridad donde se observan mayores diferencias.**

El OSINERGMIN sólo hace mención a los rubros que se incrementan, pero no señala que existen reducciones como el caso de Operación CC y Mantenimiento CC y TEL, los cuales llegan alrededor de 12.5% en su reducción. Los rubros que han sufrido incrementos, corresponden a las actualizaciones propias al incremento de la inflación y los escasos recursos de mano de obra calificada en el mercado local y regional, lo que conlleva a un incremento en los sueldos del personal y servicios, como en los costos de gestión. Respecto a los costos de seguridad, debe tenerse en cuenta que este rubro considera los salarios de los vigilantes, los cuales están directamente relacionados al incremento de la remuneración mínima vital, la cual se encuentra en S/. 750.00 (Setecientos cincuenta nuevos soles) lo cual afecta también el pago de

beneficios y derechos sociales que han incrementado los costos de este rubro.

- 12.2 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 ANTAMINA-2013", se encuentran en valores. Al respecto, se solicita incluir el sustento de los mismos mediante revistas, boletín CAPECO, cotizaciones, etc. que validen los valores consignados.**

Todos los valores de la hoja M-002 se encuentran en fórmulas a excepción de los costos diarios de cambio de turnos para costa: 15.0 USD, sierra: 7.5 USD y selva: 12.5 USD. Si se hace la comparación con el cálculo de la fijación anterior, se podrá verificar que la metodología ha sido la misma que se ha empleado para este rubro. Por otro lado, si OSINERGMIN considera que estos costos son demasiado bajos, le solicitamos actualizarlos.

- 12.3 Los inductores consignados en la hoja "Índices" del archivo "COyM ANTAMINA-2013", no se han actualizado, lo que está originando porcentajes errados en la participación del SPT de ANTAMINA en el cálculo del COyM. Al respecto, es necesario se actualice dicha hoja considerando la actualización del VNR determinado en la hoja "VNRTotal" del archivo "VNR ANTAMINA-2013" y corregir en donde corresponda.**

Se procedió a actualizar la hoja "índices" del archivo "COyMANTAMINA-2013". Sin embargo vale añadir que estos cambios están afectando significativamente los resultados del COyM de ANTAMINA, si consideramos que las instalaciones del SST se han incrementado y que en anteriores fijaciones tarifarias no se consideraban el VNR de ISA Perú. Dejamos a consideración de OSINERGMIN, el seguir considerando este criterio o considera los VNR de las celdas de ISA Perú y ahora de Santa Luisa.

- 12.4 En el cálculo del ITF, desarrollado en la hoja "ITF" del archivo "COyM ANTAMINA-2013", no se ha actualizado el IGV que corresponde al 18% desde el año 2011. Al respecto, es necesario se explique las razones por las cuales se sigue considerando el factor "1,19" en dicho cálculo.**

Se está procediendo a considerar el factor 1,18 en el cálculo para el 2011 y 2012.

#### **Operación de Centros de Control**

- 12.5 El análisis de costos unitarios de operación de centros de control desarrollado en la hoja "M-403" del archivo "COyM ANTAMINA-2013", se encuentra en valores lo que no permite verificar el sustento del haber mensual del operador de centro de control y el auxiliar técnico. Al respecto, es necesario se incluya el sustento de los mismos.**

El Formato M-403-01 se encuentra en fórmulas, sobre el cual sólo hace falta revisar lo correspondiente al análisis de costos unitarios de

operación de un centro de control de empresa mediana, el cual considera 5 operadores y 1 auxiliar técnico.

- 12.6 Los costos unitarios de operación de centros de control mostrados en la hoja “M-404-CC” del archivo “COyM ANTAMINA-2013”, están siendo afectados por el factor “1,0539”, el cual según indica ANTAMINA, corresponde a gastos mensuales. Al respecto, se solicita incluir el sustento de dicho factor o en su defecto corregir donde corresponda.**

Este factor considera la inflación anual y los ajustes por escases de servicios especializados y mano de obra, los cuales se han incrementado inclusive más de este factor, considerando que en la actualidad se viene presentando una falta de mano de obra calificada.

#### **Operación de Subestaciones**

- 12.7 Los costos unitarios de operación de subestaciones consignados en la hoja “M-401” del archivo “COyM ANTAMINA-2013”, se encuentran en valores lo que no permite verificar el sustento de los precios unitarios de los recursos. Al respecto, es necesario se incluya el sustento de los mismos.**

Se ha verificado que la hoja M-401 correspondiente al análisis de costo unitario de operación de subestaciones ha seguido la misma metodología que se ha empleado para este rubro en la última fijación tarifaria aprobada por OSINERGMIN.

- 12.8 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 coincidir con la frecuencia anual de operación programada y no programada utilizada para generar las actividades de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo.**

Se ha comprobado que la hoja “AUXILIAR OP” correspondiente al resumen de las actividades de operación de subestaciones se ha seguido la misma metodología que se ha empleado para este rubro en la última fijación tarifaria aprobada por OSINERGMIN. Sin embargo, la observación relacionada a 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.

#### **Mantenimiento de Subestaciones**

- 12.9 Los costos de mantenimiento de subestaciones consignados en la hoja “M-202-01” 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, es necesario que ANTAMINA revise las**

**actividades de mantenimiento respecto a las frecuencias, alcances y metrados asociados a cada una de estas.**

Se ha comprobado que la hoja M-202-01 correspondiente a los costos de mantenimiento de subestaciones ha seguido la misma metodología que se ha empleado para este rubro en la última fijación tarifaria aprobada por OSINERGMIN.

**12.10 No se ha presentado el análisis de los costos unitarios referidos a cada una de las actividades de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo, tales como programa de termovisión, limpieza de aisladores, limpieza de canaletas, mantenimiento de tableros eléctricos, entre otros. Al respecto, es necesario se desarrolle y presente el análisis de los costos unitarios debidamente formulados y vinculados. Mantenimiento de Centros de Control y Telecomunicaciones.**

Los costos unitarios utilizados, son los utilizados por OSINERGMIN en la última fijación tarifaria de Mayo de 2012, los cuales se encuentran vigentes. De requerirse el desarrollo de costos unitarios de las diversas actividades de mantenimiento, esto debe ser desarrollado por OSINERGMIN de la misma forma que los Módulos Estándares de Inversión, de manera que los agentes tengamos la información base, para su inclusión en los estudios tarifarios.

**12.11 Los costos de mantenimiento de centros de control y telecomunicaciones consignados en la hoja "M-303" del archivo "COyM ANTAMINA-2013", están multiplicados por el factor "1,1". Al respecto, se solicita incluir el sustento de dicho factor o en su defecto corregir donde corresponda.**

Este factor corresponde a una proyección de la inflación anual más el incremento del costo de la mano de obra especializada en el país. Como es de conocimiento público, los sueldos de personal técnico especializado se han incrementado considerablemente, lo cual considerando que las instalaciones de ANTAMINA se encuentran en lugares bastante apartados, deben de incluirse los costos de traslados, viáticos, seguros y otros que exige una empresa de la gran minería.

**12.12 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.**

Se ha verificado que las hojas M-301-01 y M-302-01 correspondientes a los módulos de telecomunicaciones y centro de control, ha seguido la misma metodología que se ha empleado para este rubro en la última fijación tarifaria aprobada por OSINERGMIN.

### Gestión

**12.13 No se han actualizado los costos de gestión de personal (remuneración mensual) consignados en la hoja "M-501" del archivo "COyM ANTAMINA-2013". Al respecto, es necesario se**

**actualice dichos costos debidamente vinculados tomando como referencia el tipo de empresa.**

Se han considerado los mismos costos y metodología empleada para este rubro en la última fijación tarifaria aprobada por OSINERGMIN. En este caso la propuesta sería actualizar los costos por lo menos por la inflación local, sin embargo dejamos a consideración del OSINERGMIN adicionar un factor que considere la escasez de la mano de obra calificada.

## **H. ABENGOA TRANSMISION NORTE**

### **13. COSTO DE INVERSIÓN**

**13.1 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 2012, 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.**

Al respecto, ATN ha procedido a actualizar el Costo de Inversión como consecuencia de la nueva información disponible del Índice de Precios Finished Goods Less Food and Energy al 28 de diciembre de 2012.

### **14. COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**

**14.1 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 2012. Al respecto, el SUBCOMITE deberá reajustar el COyM considerando el índice final correspondiente, en conformidad con el Anexo 5 del Contrato de Concesión de ABENGOA.**

Al respecto, ATN ha procedido a actualizar el Costo de Operación y Mantenimiento como consecuencia de la nueva información disponible del Índice de Precios Finished Goods Less Food and Energy al 28 de diciembre de 2012.

## **I. LIQUIDACIÓN ANUAL DE CONTRATOS DE CONCESIÓN BOOT, RA Y**

**SGT**

### **15. LIQUIDACIONES**

**15.1 Red de Energía del Perú S.A. (REP) no ha adjuntado copia del Acta de Puesta en Operación Comercial de las instalaciones de su**

**Ampliación N° 7, por lo que no se puede considerar la fecha que presenta en su propuesta (12 de enero de 2012).**

En la fijación anterior (mayo 2012 – abril 2013) se presentó el Acta de Puesta en Operación Comercial de la ampliación n.º 7, en la que se declara como fecha de puesta en operación comercial, el 21 de febrero de 2012, la cual ha sido considerada en nuestra propuesta. Para la presente fijación adjuntamos como anexo el Acta de Puesta en Operación Comercial de la ampliación N.º 9.

- 15.2 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 2012 a abril del 2013.**

El índice de octubre utilizado para la propuesta de tarifas en barra es preliminar, y fue utilizado debido a que todavía no se contaba en dicho momento con el valor definitivo; del mismo modo, el tipo de cambio de setiembre utilizado es preliminar, pues al momento de elaborar la propuesta no se contaba con el tipo de cambio definitivo.

Como señala la observación, falta completar la información de facturación de los meses de octubre 2012 a abril 2013, estos valores son provisionales y fueron utilizados debido a que todavía no se contaba con dichos montos.

Las actualizaciones de estos montos se deben realizar de conformidad con lo establecido en los literales a y d del numeral 6.1.1 y el literal a del numeral 6.1.2 de la Resolución N° 336-2004-OS/CD:

*“ 6.1.1. Liquidación:*

*a. Hasta el cuarto día hábil posterior al 15 de enero, REP presentará al OSINERG la propuesta de Liquidación de ingresos, con la información real de mayo a diciembre y con la facturación estimada para los meses de enero a abril...*

*b. Hasta el cuarto día hábil posterior al 15 de marzo, REP deberá presentar la información y copia de comprobantes de pago correspondientes a los meses de enero y febrero del periodo en liquidación...*

*6.1.2. Reajuste de Liquidación:*

*a. Hasta el cuarto día hábil posterior al 15 de mayo de cada año, excepto el último año de la Concesión, REP presentará al OSINERG el Reajuste de la Liquidación de ingresos, con la información real de todo el Periodo de Liquidación, conjuntamente con copias de los comprobantes de pago de los meses de marzo y abril...”*

- 15.3 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 2012 a febrero 2013, en cuanto se disponga de la misma.**

Al respecto, REDESUR ha procedido a actualizar su propuesta de Tarifas como consecuencia de la nueva información disponible del Índice de Precios Finished Goods Less Food and Energy al 15 de enero de 2013.

Así mismo, la información de facturación de octubre de 2012 a febrero de 2013 empleados en la Liquidación Anual de ingresos de ingresos será entregada según los medios y plazos señalados en los numerales 6.1 y 6.2 de la Resolución N° 335-2004-OS/CD que aprobó el Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica con modalidad de Contrato BOOT.

- 15.4 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 2012 a febrero 2013, en cuanto se disponga de la misma.**

El índice y el tipo de cambio de setiembre utilizado para la propuesta de tarifas en barra son preliminares, y fueron utilizados debido a que todavía no se contaba en dicho momento con los valores definitivos.

Como señala la observación, falta completar la información de facturación de los meses de octubre 2012 a febrero 2013, estos valores son provisionales y fueron utilizados debido a que todavía no se contaba con dichos montos.

Las actualizaciones de estos montos se deben realizar de conformidad con lo establecido en la Resolución N° 335-2004-OS/CD correspondiente a la Liquidación Anual de los ingresos, es decir, el cuarto día hábil posterior al 15 de enero, se presentará la Preliquidación de ingresos proyectada a febrero, con la información de marzo a diciembre y el cuarto día hábil posterior al 15 de marzo, se presentará la información faltante de enero a febrero.

- 15.5 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 2012 a febrero 2013, en cuanto se disponga de la misma.**

De acuerdo con lo establecido en la cláusula 5.2.5 del Contrato BOOT de ISA con el Gobierno del Perú, en la fijación de mayo de 2010 correspondía actualizar el VNR de las instalaciones de ISA que integran el SPT del SEIN, por lo cual el índice utilizado es el definitivo de marzo 2010.

Respecto al tipo de cambio, el valor de setiembre utilizado para la propuesta de tarifas en barra es preliminar, y fue utilizado debido a que todavía no se contaba en dicho momento con el valor definitivo.

Como señala la observación, falta completar la información de facturación de los meses de octubre 2012 a febrero 2013, estos valores son provisionales y fueron utilizados debido a que todavía no se contaba con dichos montos.

Las actualizaciones de estos montos se deben realizar de conformidad con lo establecido en la Resolución N° 335-2004-OS/CD correspondiente a la Liquidación Anual de los ingresos, es decir, el cuarto día hábil posterior al 15 de enero, se presentará la Preliquidación de ingresos proyectada a febrero, con la información de marzo a diciembre y el cuarto día hábil posterior al 15 de marzo, se presentará la información faltante de enero a febrero.

- 15.6 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 2012 a febrero 2013, en cuanto se disponga de la misma.**

Al respecto, ATN ha procedido a actualizar su propuesta de Tarifas como consecuencia de la nueva información disponible del Índice de Precios Finished Goods Less Food and Energy al 28 de diciembre de 2012.

Así mismo, la información de facturación de octubre de 2012 a febrero de 2013 empleados en la Liquidación Anual de ingresos de ingresos será entregada según los medios y plazos señalados en los numerales 6.1 y 6.2 de la Resolución N° 335-2004-OS/CD que aprobó el Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica con modalidad de Contrato BOOT.

- 15.7 Se observa que no se incluye en la propuesta de Transmisora Eléctrica del Sur S.A., copia del oficio del Ministerio de Energía y Minas que aprobaría la ampliación de plazo para la puesta en operación comercial de su proyecto. Sin embargo, es del caso señalar que las modificaciones a las condiciones establecidas en Contratos de Concesión suscritos por el Estado, sólo pueden ser realizadas mediante Adendas a dichos contratos.**

Al respecto, Transmisora Eléctrica del Sur S.A. si ha incluido en su propuesta copia del oficio del Ministerio de Energía y Minas en mención. Ello se puede corroborar ingresando a través de la página web del OSINERGMIN y descargando el "Anexo J" de la Propuesta del Subcomité de Transmisores para la Fijación de Tarifas en Barra Mayo 2013 – Abril 2014.

Finalmente, como consecuencia de la nueva información entregada al OSINERGMIN, se deberá actualizar la fecha de Puesta en Operación Comercial del proyecto para el 31 de diciembre de 2013. Se adjunta

copia del Oficio del MINEM que otorga a Transmisora Eléctrica del Sur S.A la nueva fecha.

**15.8 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.**

De conformidad con lo establecido en las Resoluciones N° 335-2004-OS/CD, N° 336-2004-OS/CD y N° 200-2010-OS/CD, la Liquidación Anual de los Servicios de Transmisión se deben presentar como primera etapa hasta el cuarto día hábil posterior al 15 de enero.

Sin embargo, con el Informe del Estudio, se ha presentado un avance de la Liquidación Anual considerando la información disponible a la fecha de entrega de su propuesta, como parte de la regulación de tarifas en Barra.

Asimismo, como parte de la absolución de observaciones, estamos presentado la Liquidación Anual de los ingresos actualizados y presentados al OSINERGMIN conforme lo establecen las resoluciones anteriormente citadas, con las facturas y documentos sustentatorios.

## **J. PEAJE POR CONEXIÓN**

### **16. FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES**

**16.1 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.**

En el presente informe se han procedido a actualizar los factores de pérdidas marginales.

### **17. INGRESO TARIFARIO**

**17.1 El Ingreso Tarifario IT propuesto por el SUBCOMITE se ha incrementado hasta en 1 139% con respecto al IT calculado en la Fijación Tarifaria de mayo de 2012. Al respecto, se requiere se explique en detalle las razones de los valores propuestos, dado que el IT por empresa se incrementa desde 40% hasta 2 614%.**

El Ingreso Tarifario es calculado por el Subcomité de Generadores cuando este realiza el cálculo del Precio Básico de Energía. Es por ello, que el Subcomité de Transmisores solo utiliza los resultados para presentarlo en nuestro informe. Es por ello, que dicha explicación debería ser solicitada al Subcomité de Generadores.

- 17.2 Se deberá actualizar el Cuadro N° 3.5-1 (folio 025 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.

Se ha procedido a actualizar el Ingreso Tarifario.

## 18. PEAJES

- 18.1 En el Cuadro N° 3.6-1 (folio 026 del Estudio) se presenta el resumen del cálculo del peaje por conexión unitario para el periodo mayo 2013 – abril 2014. De acuerdo con las observaciones precedentes, se deberán recalculer estos valores en función de las modificaciones que se efectúen.

Se ha procedido a recalculer los peajes.

## 19. FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN

- 19.1 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.

Cada empresa ha procedido a incluirlos en sus Estudios respectivos.

## 20. CARGOS UNITARIOS ADICIONALES DE COMPENSACIÓN

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

- 20.1 Cargo Unitario por Generación Adicional: Correspondiente al Cargo Unitario por Generación Adicional, de acuerdo con lo dispuesto por el Procedimiento "Compensación por Generación Adicional", aprobado por Resolución OSINERGMIN N° 002-2009-OS/CD, en cumplimiento de los Decretos de Urgencia N° 037-2008 y N° 049-2011.
- 20.2 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.
- 20.3 Cargo Unitario por Costos Variables Adicionales respecto del Costo Marginal (CVOA-CMg): Correspondiente al Cargo Unitario por CVOACMg 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.
- 20.4 Cargo Unitario por Costos Variables Adicionales por Retiros sin Contrato (CVOA-RSC): Correspondiente al Cargo Unitario por

**CVOARSC 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.**

**20.5 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.**

La información requerida para el cálculo de los Cargos Unitarios Adicionales de Compensación es manejada en su totalidad por las empresas Generadoras y no corresponde a la actividad del Subcomité de Transmisores. Aun así, es preciso aclarar que los procedimientos aprobados por el OSINERGMIN para los Cargos Adicionales mencionados especifican que el COES entregará la información necesaria al OSINERGMIN, por lo que se entiende que el OSINERGMIN cuenta con dicha información.

En ese sentido, el COES ha respondido al Subcomité de Transmisores mediante carta COES/D-033-2013 que la información que le compete entregar al OSINERGMIN, la hará directamente en la oportunidad debida.

Es por ello, que la presente propuesta no incluye estos Cargos Unitarios Adicionales.