



PERÚ

Presidencia
del Consejo de Ministros

Organismo Supervisor de la Inversión
en Energía y Minería - OSINERGMIN

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

Lima, 06 de enero de 2014

OFICIO Nº 0016-2014-GART

Señor

Juan Antonio Rozas

Representante del Subcomité de Generadores

COES-SINAC

Fax: (51-1) 4220348

Dirección: Av. Victor Andrés Belaúnde 280

San Isidro.-

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

Referencia : 1. Carta SCG_139_2013 recibido el 14/11/2013
2. D. 0496-2013-GART

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

A fin de cumplir con el cronograma establecido por OSINERGMIN para el desarrollo de la regulación tarifaria, agradeceremos se sirva alcanzarnos, a más tardar el 03 de febrero de 2014, la respuesta a las observaciones que se formulan, tanto en forma impresa como en medio magnético, a fin de permitir su evaluación dentro de los límites de tiempo establecidos en las normas para el desarrollo del proceso. De esta manera los cálculos justificatorios que se realicen deberán venir acompañados de las respectivas planillas de cálculo, en medio óptico o magnético, que le permitan a OSINERGMIN efectuar la rápida evaluación de las mismas.

Atentamente,



Victor Ormeño Salcedo
Victor Ormeño Salcedo

Gerente Adjunto de Regulación Tarifaria
OSINERGMIN

Adjunto: Informe Nº 0011-2014-GART



**OBSERVACIONES AL ESTUDIO
TÉCNICO - ECONÓMICO PRESENTADO
POR EL SUBCOMITÉ DE
GENERADORES DEL COES-SINAC
PARA LA REGULACIÓN DE MAYO 2014**



Lima, enero de 2014

ÍNDICE

I.	INTRODUCCIÓN	3
	MODIFICACIONES DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS	3
	PRESENTACIÓN DE LA PROPUESTA DEL SUBCOMITÉ DE GENERADORES DEL COES-SINAC Y OBSERVACIONES DE OSINERGMIN	4
II.	OBSERVACIONES AL ESTUDIO DEL SUBCOMITE	5
	GENERALES	5
	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	6
	1. Modelo de Proyección	6
	2. Revisión de Datos del Modelo de Proyección	6
	3. Pérdidas de Transmisión	9
	4. Pérdidas de Distribución	9
	5. Proyección de la Demanda de Cargas Incorporadas y Cargas Especiales	9
	CENTRALES EXISTENTES Y PROGRAMA DE OBRAS	14
	6. Evaluación de la Cartera de Proyectos de los Integrantes del COES-SINAC	14
	7. Evaluación de la Cartera de Proyectos de los No Integrantes del COES-SINAC	15
	8. Programa de Obras de Transmisión	18
	COSTOS VARIABLES DE CENTRALES TÉRMICAS	24
	9. COSTOS VARIABLES COMBUSTIBLES	24
	10. Tasa de Gastos Financieros por Stock de Combustibles	24
	11. Consumos de Gas Natural	24
	12. Actualización de Precios de Gas Natural	24
	13. Modificaciones de potencia efectiva y consumos específicos	25
	14. Modificación de Poderes Caloríficos	26
	15. Costo Variable No Combustible (CVNC)	26
	PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA	26
	16. Modificación en los Archivos de Datos del Modelo PERSEO	26
	17. Representación de Congestión en el Ducto de Transporte de Gas Natural de Camisea	31
	18. Programa de Mantenimiento Mayor de Centrales Hidroeléctricas y Termoeléctricas	31
	19. Modificación de Series Hidrológicas	32



20. Modificación de Capacidad de líneas de transmisión_____	35
PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA _____	38
21. Observación General _____	38
22. Observaciones Específicas _____	39
FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES _____	41
23. Factores de Pérdidas Marginales de Energía _____	41
FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN _____	41
24. Fórmula de Actualización de los Precios Básicos de Energía y Potencia _____	41
25. COMENTARIOS de los ingresos tarifarios _____	41



I. INTRODUCCIÓN

MODIFICACIONES DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

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

Mediante la Resolución OSINERGMIN N° 080-2012-OS/CD, se aprobó la norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", la cual incorpora como Anexo A.1 el "Procedimiento para Fijación de Tarifas en Barra", el mismo que contiene los plazos para las diferentes etapas que deben llevarse a cabo durante el proceso regulatorio.

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

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

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

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



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

Con fecha 14 de noviembre de 2013, el Subcomité de Generadores del COES-SINAC (en adelante "SUBCOMITE") presentó ante OSINERGMIN su Estudio Técnico Económico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barra para la Fijación Tarifaria de Mayo de 2014 (en adelante el "Estudio").

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

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

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

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



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

II. OBSERVACIONES AL ESTUDIO DEL SUBCOMITE

GENERALES

En el Estudio se tiene algunas diferencias entre la información que se presenta en la versión impresa con respecto a la información magnética que lo acompaña, siendo las más resaltantes las siguientes:

- Las potencias consignadas para los proyectos de generación no coinciden con los valores incluidos en los archivos del modelo PERSEO, así como con los que figuran en las concesiones o autorizaciones de generación respectiva.
- Los archivos comunes para la propuesta del SUBCOMITE y del Subcomité de Transmisores del COES, son diferentes. Así por ejemplo, los planes de transmisión para el periodo de estudio no coinciden entre ambas propuestas.

En este sentido, con la finalidad de tener una congruencia en la propuesta presentada por el SUBCOMITE, se debe verificar que la información que se presenta en el Estudio sea coherente con la información magnética que se adjunta; en consecuencia, corresponde efectuar las correcciones que sean pertinentes.



PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

1. MODELO DE PROYECCIÓN

1.1 Modelo Econométrico utilizado en el Estudio

El SUBCOMITE ha procedido a realizar una proyección econométrica de un componente de la demanda de la siguiente forma: i) proyectar la demanda de los meses de octubre, noviembre y diciembre del año 2013 en base a un modelo ARIMA, y, ii) realizar las proyecciones para los años 2014–2016 utilizando las tasas de crecimiento obtenidas del Modelo de Corrección de Errores (MCE) aprobado para su aplicación a partir de la regulación de mayo de 2006.

Al respecto, se debe manifestar que dado que la demanda del año 2013 corresponde a demanda histórica, no es necesario aplicar modelo econométrico alguno para efectos de lo dispuesto en el Artículo 47° de la LCE⁴; y en este sentido, se entiende que el contenido de la propuesta del SUBCOMITE de utilizar un modelo ARIMA para “proyectar” dicho año responde al hecho de que su propuesta se presentó aproximadamente tres (3) meses antes de que finalice el presente año. Por tanto, el SUBCOMITE deberá considerar en su propuesta tarifaria definitiva la demanda histórica real y ejecutada en el año 2013 y no la obtenida del modelo ARIMA contenido en su propuesta.

Asimismo, en el MCE se debe tomar como información histórica los datos de los años 1981 a 2013 y no solamente de los años 1981 a 2012, como se ha considerado en su propuesta de demanda. Esto debido a que la información del año 2013 (PBI, Ventas y Tarifas) deberá corresponder a datos históricos reales disponibles al momento de la fijación de los Precios en Barra.

2. REVISIÓN DE DATOS DEL MODELO DE PROYECCIÓN

El SUBCOMITE deberá estimar nuevamente la proyección de demanda, considerando las siguientes observaciones.



- 4 **Artículo. 47°.-** Para determinar los Precios en Barra, el subcomité de Generadores y el subcomité de Transmisores, en la actividad que les corresponda, efectuarán los cálculos correspondientes en la siguiente forma:

(...)

b) Determinará el programa de operación que minimice la suma del costo actualizado de operación y el costo de racionamiento para el período de estudio, tomando en cuenta: las series hidrológicas históricas, los embalses, los costos de combustible, así como la Tasa de Actualización a que se refiere el artículo 79° de la presente Ley. El período de estudio comprenderá la proyección de veinticuatro (24) meses a que se refiere el inciso a) precedente y los doce (12) meses anteriores al 31 de marzo de cada año. Respecto de estos últimos se considerará la demanda y el programa de obras históricos.

(...)

2.1 Con relación al PBI

Para los años 2013, 2014 y 2015, el SUBCOMITE ha tomado la proyección del crecimiento del PBI del Reporte de Inflación elaborado por el Banco Central Reserva del Perú (BCRP) en el mes de setiembre de 2013⁵; dado que los supuestos del comportamiento de la economía local y mundial van cambiando periódicamente, corresponderá actualizar las proyecciones de PBI en base a los informes más recientes del BCRP, como es el Reporte de Inflación del mes de diciembre 2013.

De otro lado, para el año 2016, el SUBCOMITE ha tomado la proyección del crecimiento del PBI igual a la del año 2015, al no tener otra referencia. En este caso, también se deberá actualizar esta proyección de acuerdo con los informes más recientes del BCRP.

Por lo expuesto, el SUBCOMITE deberá tomar la información de la referida publicación para la proyección del PBI de los años 2013 a 2016.

2.2 Con relación a la Población

El SUBCOMITE debe considerar las proyecciones de crecimiento de la población no mediante supuestos (pues aplica una tasa de 1,31% durante el periodo de evaluación) sino recabando la información de aquellas entidades, como el INEI, que efectúan este tipo de estimaciones como es el caso del reporte "Perú: Estimaciones y Proyecciones de Población, 1950-2050"⁶.

2.3 Con relación a la Tarifa del Año 2012

Se deberá actualizar el valor de la tarifa promedio considerada en el Estudio para el año 2013 y siguientes (9,87 ctvs US\$/kWh), considerando el informe "Procesamiento y Análisis de la Información Comercial de las Empresas de Electricidad al Cuarto Trimestre de 2013", que publicará OSINERGMIN en su página Web en los primeros meses del año 2014.

2.4 Con relación a la Participación de las Ventas por Nivel de Tensión

Se deberán modificar los factores a utilizar en la estimación de las ventas de los distribuidores en AT y MAT, las pérdidas por transmisión, el porcentaje de consumo propio de las centrales, las pérdidas de distribución y las de subtransmisión; así como, las ventas correspondientes a las cargas incorporadas y especiales para el año 2013, considerando el informe "Procesamiento y Análisis de la Información Comercial de las Empresas de Electricidad al Cuarto Trimestre de 2013", que publicará OSINERGMIN en su página Web.



⁵ Expectativas macroeconómicas de crecimiento del PBI de los Analistas Económicos, Cuadro 11 de la Página 37 del Reporte de Inflación – Setiembre 2013.

⁶ Estimaciones y Proyecciones de la Población Total, por Sexo y años calendario, 1950 -2050, Cuadro N° 13 de la Página 33.

2.5 Con relación a los factores de distribución de la demanda a Nivel de Barras

El SUBCOMITE manifiesta, en el folio 00064, que en lo referente a la demanda residual vegetativa por barras ha utilizado la información de transferencia del COES del año 2009 y añade que el OSINERGMIN ha utilizado dicha información en el último proceso regulatorio.

Al respecto, es necesario precisar que para la fijación anterior se utilizó la información de transferencia del año 2011. En este sentido, se deberá actualizar estos valores considerando informes de transferencia de los últimos años.

De igual manera, el SUBCOMITE también debe actualizar los factores de distribución de las Cargas Especiales e Incorporadas considerando informes de transferencia de los últimos años.

2.6 Redistribución de la demanda a Nivel de Barras

En el proceso regulatorio anterior, debido al ingreso de las nuevas barras Nueva Zapallal, Nueva Colonial y Chillón, las cuales no se encuentran modeladas en el Modelo Perseo, se consideró la redistribución de las demandas de la barra Chavarría 220 kV a las barras de Ventanilla 220 kV, Zapallal 220 kV y Nuevo Huaral 220 kV, conforme se aprecia en el cuadro siguiente.

Cuadro N° 01: Redistribución de Cargas entre Barras

Punta		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Año									
Chavarría 220kV		91,3%	68,4%	62,9%	63,7%	63,7%	63,7%	63,7%	63,7%
NHuaral 220 kV		0,0%	0,0%	3,1%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
Ventanilla 220kV		8,7%	18,9%	17,2%	16,9%	16,9%	16,9%	16,9%	16,9%
Zapallal 220kV		0,0%	12,7%	16,8%	16,4%	16,4%	16,4%	16,4%	16,4%

Media		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Año									
Chavarría 220kV		92,6%	68,4%	63,4%	64,2%	64,2%	64,2%	64,2%	64,2%
NHuaral 220 kV		0,0%	0,0%	3,1%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
Ventanilla 220kV		7,4%	18,9%	17,4%	17,0%	17,0%	17,0%	17,0%	17,0%
Zapallal 220kV		0,0%	12,7%	16,1%	15,7%	15,7%	15,7%	15,7%	15,7%

Base		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Año									
Chavarría 220kV		92,2%	68,4%	63,7%	64,5%	64,5%	64,5%	64,5%	64,5%
NHuaral 220 kV		0,0%	0,0%	3,1%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
Ventanilla 220kV		7,8%	18,9%	17,4%	17,1%	17,1%	17,1%	17,1%	17,1%
Zapallal 220kV		0,0%	12,7%	15,7%	15,4%	15,4%	15,4%	15,4%	15,4%

Fuente: Factores de participación COES (2012-2016)

En este sentido, el SUBCOMITE deberá actualizar dicha información o proponer una nueva redistribución de demanda en caso lo considere necesario.

Asimismo, el SUBCOMITE debe proponer la redistribución de cargas a nivel de barras de demanda por el ingreso de la futuras barras Los Industriales, Nueva Colonial, Nueva Jicamarca, Nueva Lurín, Nueva Corpac, Nueva Chíncha, Nueva Nazca o, en caso contrario, señalar la conveniencia de modelarlas en el Modelo Perseo.



3. PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN

El SUBCOMITE deberá revisar el valor propuesto por pérdidas de transmisión, como consecuencia de las correcciones que impliquen, en el modelo de demanda del Estudio, la incorporación de las observaciones anteriores; en virtud de que las pérdidas de energía en el sistema de transmisión resultan de la diferencia entre las ventas medidas y la producción del sistema.

Asimismo, la información base que sirve para determinar las pérdidas transversales, que se muestran en la hoja "Ptransv" del libro "Modelo Demanda.xls", debe ser actualizada por el SUBCOMITE con los datos de los parámetros de las líneas de transmisión del SEIN que entraron en operación comercial hasta diciembre de 2013.

4. PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN

Los porcentajes de pérdidas de distribución para los años del 2013 al 2016 se han estimado en base a una tendencia lineal considerando los valores históricos de los últimos doce años (2001-2012). Al respecto, se recomienda que, para fines de una mejor predicción, el tamaño de la serie considere, además, la pérdida de distribución real del año 2013.

5. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE CARGAS INCORPORADAS Y CARGAS ESPECIALES

5.1 Observación General

Se verifica que el SUBCOMITE no solamente se ha limitado a solicitar información de futuros proyectos minero industriales a los integrantes del COES-SINAC, sino que también se aprecia que dicha información no está siendo debidamente actualizada, puesto que se sigue adjuntado documentación de sustento de hace 2 años. Asimismo, se observa que la información entregada por los agentes, tampoco está siendo reflejada correctamente en los archivos de cálculo que sustentan la Proyección de la Demanda del Estudio.

En este sentido, se requiere que el SUBCOMITE, además de corregir lo señalado en el párrafo anterior, deberá solicitar la información acerca del estado de avance de los proyectos sustentados en estudios de factibilidad de suministro o en estudios de instituciones como el Ministerio de Energía y Minas, Gobiernos Regionales, Gobiernos Locales, Cámara de Comercio de la Región, o publicaciones especializadas como "Mining Projects and Prospects in Peru 2013 – 2016" de PERU TOP PUBLICATIONS, entre otros.

5.2 Observaciones Específicas

Una vez verificada la presentación del sustento requerido en la Observación General, el SUBCOMITE deberá absolver, adicionalmente, las siguientes observaciones específicas:



- Con relación a los proyectos de Constancia, Quellaveco, Ampliación Brocal, Toromocho, Mallay, Breapampa, Pucamarca, Mina Justa y Alpamarca, no se ha presentado el sustento de sus proyecciones de cargas, habiéndose limitado el SUBCOMITE solamente a considerar la información proporcionada en la fijación anterior.
- Con relación al proyecto Pucamarca, de la empresa Minsur, el SUBCOMITE ha excluido sin justificación en la hoja de cálculo "Modelo Demanda.xls" este proyecto, a pesar que en el folio 00118 del Estudio se indica que se envió la documentación correspondiente.
- Con relación al Proyecto Concentrados Cerro Verde de la empresa Cerro Verde, el SUBCOMITE ha considerado en la hoja de cálculo "Modelo Demanda.xls" su ingreso en el año 2015 con una demanda de 332 MW de potencia y un aumento de 74 MW adicionales para el 2016, lo cual difiere de lo presentado en el proceso de fijación tarifaria del año anterior. no presentándose el debido sustento del cambio. Asimismo, en la publicación "Proyección de la Demanda de principales proyectos 2013-2018", información referencial para estudios de pre operatividad elaborado por el COES (actualizado al 4 de diciembre 2013), los valores de demanda previstos para este proyecto difieren con los datos considerados por el SUBCOMITE. En este sentido, corresponde solicitar nuevamente la ficha del Proyecto Concentrados Cerro Verde a fin de confirmar su entrada en operación para el año 2015, así como el valor de la demanda anual.
- Con relación a los proyectos de Expansión de la Concentradora Cuajone y Toquepala, tanto en las fichas de los proyectos como en las carta que constan en los folios 000122 y 000123 del Estudio, la empresa Southern Perú ha declarado una alta probabilidad de ingreso (100%) para el año 2015; sin embargo, en la hoja de cálculo "Modelo Demanda.xls" el SUBCOMITE ha considerado solo un 50% de dicha estimación. En este sentido, corresponde presentar el sustento o motivos por considerar una demora en el desarrollo del referido proyecto.
- Con relación al proyecto de Expansión de la Concentradora Tía María, tanto en la ficha del Proyecto como en la carta que consta en los folios 000122 y 000123 del Estudio, la empresa Southern Perú ha declarado una alta probabilidad de ingreso (100%) para el año 2015; sin embargo, en la hoja de cálculo "Modelo Demanda.xls" el SUBCOMITE ha considerado solo un 50% del valor de demanda para el año 2016. En este sentido, corresponde presentar el sustento o motivos por considerar una demora en el desarrollo del referido proyecto.

Adicionalmente, de acuerdo con lo señalado en la publicación "Cartera Estimada de Proyectos Mineros" elaborada por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) a agosto de 2013, este proyecto aún se encuentra en etapa de evaluación del Estudio de Impacto Ambiental (EIA), por lo que el SUBCOMITE debe incluir esta información dentro de su análisis de factibilidad de ingreso en el horizonte de estudio.

- Con relación al proyecto de Ampliación Quimpac, según consta en el libro de cálculo "Quimpac Oquendo - Planta Nueva- 2013 - 2024.xlsx", la empresa Quimpac ha declarado un incremento en su demanda de energía



de 142 GWh para el 2014 a 182,5 GWh para el año 2015; sin embargo en la hoja de cálculo "Modelo Demanda.xls" el SUBCOMITE ha considerado la demanda con valores nulos o ceros. Asimismo, la información de potencia reportada por la empresa difiere de la utilizada en la hoja de cálculo. En este sentido, corresponde corregir o sustentar dicha diferencia.

- Con relación al proyecto de Ampliación Shahuindo, según consta en medios magnéticos cuya carta de envío se incluye en el folio 00124, la empresa Sulliden ha declarado una demanda de energía de 59,13 GWh para los años 2014 y 2015 y de 59,29 GWh en el año 2016, sin embargo en la hoja de cálculo "Modelo Demanda.xls" el SUBCOMITE ha considerado la demanda con valores nulos o ceros. Asimismo, la potencia declarada en escenario base es 7,5 MW del 2014 al 2016, mientras que en la hoja de cálculo se considera 10 MW para este mismo periodo. En este sentido, corresponde corregir o sustentar dicha diferencia.
- Con relación al proyecto Bambas, según consta tanto en su ficha de proyecto, como en su carta de envío que se encuentra en el folio 00126 del Estudio, Xstrata Copper ha declarado demanda de energía de 21, 337 y 1212 GWh para los años 2014, 2015 y 2016 respectivamente; sin embargo en la hoja de cálculo "Modelo Demanda.xls" el SUBCOMITE ha considerado 28, 585 y 604 GWh para el mismo periodo de años. En este sentido, el SUBCOMITE debe presentar el sustento o motivos por considerar una demora en el desarrollo del referido proyecto.
- Para el caso del proyecto Mina Justa, éste no ha sido considerado dentro del modelo de demanda, sin embargo según la publicación "Proyección de la Demanda de principales proyectos 2013-2018", información referencial para estudios de pre operatividad elaborado por el COES (actualizado al 4 de diciembre 2013) este proyecto entraría en operación desde el año 2016. Por lo tanto, se requiere que el SUBCOMITE revise y solicite información actualizada de dicho proyecto.
- Para el caso del proyecto Alpamarca, éste no ha sido considerado dentro del modelo de demanda; sin embargo según la publicación "Proyección de la Demanda de principales proyectos 2013-2018", información referencial para estudios de pre operatividad elaborado por el COES (actualizado al 4 de diciembre 2013), este proyecto entraría en operación a partir del año 2015 y según la "Cartera Estimada de Proyectos Mineros" del MINEM a agosto de 2013 ya tendría su EIA aprobado, por lo que se tendría alta probabilidad de ingresar dentro del horizonte de estudio (2014-2016). Por lo tanto, se requiere que el SUBCOMITE revise y solicite información actualizada de dicho proyecto.
- Asimismo, corresponde solicitar información de avances a los proyectos que acorde a la "Cartera estimada de Proyectos Mineros"⁷ presentada por el MINEM, cuentan con sus Estudios de Impacto Ambiental (EIA) aprobados y cuyo probable inicio operaciones se encuentre dentro del periodo 2014 - 2016:



⁷ Cartera estimada de de proyectos mineros (Información actualizada a setiembre de 2012 por la Dirección de Promoción Minera – MINEM)

- ❖ Proyecto Invicta (INVICTA MINNING GROUP)
 - ❖ Proyecto Shouxin de Explotación de Relaves (MINERA SHOUXIN PERU S.A)
 - ❖ Proyecto Inmaculada (MINERA SUYAMARCA S.A.C.)
 - ❖ Proyecto Crespo (COMPAÑIA MINERA ARES S.A.C.)
 - ❖ Proyecto San Luis (RELIANT VENTURES S.A.C.)
- Asimismo, corresponde evaluar los proyectos que aparecen en el documento "Proyección de la Demanda de principales proyectos 2013-2018", información referencial para estudios de pre operatividad elaborado por el COES al 4 de diciembre 2013, y cuyo probable inicio de operaciones se encuentre dentro del horizonte de estudio:
 - ❖ Ampliación Cerro Lindo (2013)
 - ❖ Ampliación Cementos Pacasmayo (2015)
 - ❖ Ampliación UNACEM-Cementos Lima (2013)
 - ❖ Pachapaqui (2016)
 - ❖ Haqira (2016)
 - ❖ Creditex (2016)
 - ❖ Corani (2016)
 - ❖ Salmueras de Sechura (2015)
 - ❖ La Arena (2014)
 - ❖ El Porvenir (2015)
 - ❖ Cementos Piura (2015)
 - ❖ Nueva Planta de Óxidos Volcán (2014)
 - ❖ Ollachea (Kuri Kullu) (2014)
 - ❖ Azod (Zincore Metals-Exploraciones Collasuyo)
 - ❖ Ampliación UNACEM – Condorcocha (2013)
 - Corresponde solicitar información actualizada de avances del proyecto Cañariaco y Ampliación de Siderperú, debido a que de acuerdo a la información de demanda proyectada de la fijación anterior, entrarían en el horizonte de estudio de la fijación actual. En este sentido, corresponde al SUBCOMITE solicitar información actualizada de estos proyectos.
 - Con relación a las siguientes cargas especiales, se deberá presentar el sustento del porqué el SUBCOMITE se ha limitado a considerar la información proporcionada en la fijación anterior:
 - ❖ Tintaya BHP
 - ❖ Yanacocha
 - ❖ Huarón
 - ❖ Cerro Corona (Soc. Minera Corona-Cajamarca)
 - ❖ Ampliación de Aceros Arequipa
 - ❖ Ampliación de Cajamarquilla
 - ❖ Bayóvar (Miski Mayo)
 - Con relación a las siguientes cargas especiales utilizadas en el cálculo, el SUBCOMITE no considera los mismos valores de demanda de potencia ni energía declarados por las empresas. En este sentido, corresponde corregir o aclarar dicha diferencia, para el caso de:
 - ❖ Shougesa
 - ❖ Antamina
 - ❖ Southern
 - ❖ Cerro Verde



- ❖ San Rafael (Minsur - Azángaro)
 - ❖ Callalli
 - ❖ Cementos Yura
 - ❖ Cerro Verde (Socabaya)
 - ❖ Tintaya-Antapaccay
- Con relación a la carga especial de “ELECTROANDES”, se pide al SUBCOMITE que solicite el sustento respectivo de las siguientes cargas, ya que se ha limitado a considerar la información proporcionada en la fijación anterior:
 - ❖ Doe Run Peru (Ex Cobriza)
 - ❖ Doe Run Peru (Planta de Zinc1)
 - ❖ Minera Volcan 2 Yauli
 - ❖ Minera Volcan 3 Cerro
 - ❖ Minera Corona
 - ❖ Compañía Minera Argentum (Ex Natividad Compresor)
 - ❖ Compañía Minera Argentum (Ex Natividad Concentra)
 - Con relación a las cargas incorporadas, se deberá presentar el sustento de las siguientes cargas, dado que el SUBCOMITE solamente se ha limitado a considerar la información proporcionada en la fijación anterior:
 - ❖ Talara
 - ❖ Tumbes
 - ❖ Yura - Cachimayo
 - ❖ Joya, San Camilo y Sigwas
 - ❖ Puerto Maldonado
 - La Central Hidroeléctrica Shima no debería considerarse para el cálculo de proyección de la demanda debido a que la empresa HidroEnergía S.A.C. ha renunciado a su concesión RER.
 - Por otro lado, se deberá presentar el sustento de los aportes de las centrales termoeléctricas de La Pampilla, Oquendo, Atocongo, Paramonga, Tablazo, Illapu y Planta de Etanol así como de las centrales hidroeléctricas Yauli – Sacsamarca, Pías, para el horizonte del Estudio 2014 - 2016, dado que el SUBCOMITE solamente se ha limitado a considerar la información proporcionada en la fijación anterior.
 - Los consumos propios ponderados de las centrales hidroeléctricas Mantaro y Restitución que aparecen en la hoja de cálculo “Modelo Demanda.xls” no coinciden con los valores remitidos por Electroperú S.A. En este sentido, corresponderá corregir o explicar la diferencia de estos valores.



CENTRALES EXISTENTES Y PROGRAMA DE OBRAS

6. EVALUACIÓN DE LA CARTERA DE PROYECTOS DE LOS INTEGRANTES DEL COES-SINAC

6.1 Observación General

En cuanto al programa de obras de generación factibles de entrar en operación, a que se refiere el Artículo 47° de la LCE, se debe analizar la factibilidad técnico-económica de los proyectos que pudieran realizarse en el horizonte de análisis comprendido en el Estudio, lo que involucra considerar el período comprendido entre enero 2014 y diciembre 2016, y no como erróneamente lo consideran en el Estudio de abril 2014 a marzo de 2016.

Asimismo, de acuerdo con lo observado en el Estudio, éste se ha basado únicamente en declaraciones de parte interesada, lo cual está demostrado en anteriores regulaciones, que es insuficiente para los fines de la regulación y que ésta debe ser complementada por el SUBCOMITE con una mayor investigación y análisis de toda la información pertinente.

Por lo expuesto, es indispensable que se efectúe un análisis más completo de escenarios, es decir, que el Estudio no se limite a la presentación de una única posibilidad de evolución del sistema tanto en lo que se refiere a oferta como a demanda, sino a la evaluación crítica de posibilidades y a la proposición de un resultado que enfrente apropiadamente distintos escenarios posibles.

En resumen, el enfoque adoptado en el pasado para presentar los estudios de tarifas debe ser modificado para tener en cuenta las consideraciones antes mencionadas, que entre otros beneficios ayudará a reducir la discrecionalidad de los interesados en la selección de la demanda y el programa de obras. En caso no se modifique este enfoque, OSINERGMIN establecerá el programa de obras con la información complementaria de sustento que sea resultado de un análisis técnico dada la ineficacia para proyectar la oferta del enfoque utilizado por el SUBCOMITE.

6.2 Observaciones Específicas

Con relación a la evaluación de la cartera de proyectos de los integrantes del COES-SINAC, se debe señalar lo siguiente:

6.2.1 Central Termoeléctrica Quillabamba

En los folios del 00157 al 00162 del Estudio, se consigna la entrada en operación de la Central Termoeléctrica Quillabamba (200 MW) para el año 2016 por parte de la empresa Electroperú S.A. Al respecto, el SUBCOMITE debe solicitar mayor información a esta empresa sobre el desarrollo de este proyecto, con la finalidad de realizar el análisis correspondiente para su posible inclusión en la cartera de proyectos de generación a considerar en la presente fijación tarifaria.



6.2.2 Proyectos del Nudo Energético del Sur

El 29 de noviembre de 2013, PROINVERSION realizó la adjudicación del Concurso Público Internacional para Promover la Inversión Privada en el Proyecto "Nudo Energético del Sur del Perú", por donde se dio la buena pro a las empresas Samay I S.A. (500 MW en la zona de Mollendo) y Enersur S.A. (500 MW en la zona de Ilo), por lo cual, es necesario que el SUBCOMITE solicite la información a estas empresas sobre el desarrollo de los proyectos, con la finalidad de realizar el análisis correspondiente para su posible inclusión en la cartera de proyectos de generación a considerar en la presente fijación tarifaria.

6.2.3 Central Hidroeléctrica Quitaracsa

En los folios del 00165 al 00167 del Estudio, se consigna que la entrada en operación de la Central Hidroeléctrica Quitaracsa sería el 31 de octubre de 2014; sin embargo, se tiene conocimiento que según información remitida al Ministerio de Energía y Minas, se está solicitando prórroga del plazo de puesta en operación comercial para el 31 de abril de 2015 por motivos de fuerza mayor. En este sentido, es necesario que el SUBCOMITE solicite información actualizada a la empresa Enersur S.A., como propietaria del proyecto, sobre los avances del mismo y posibles demoras que se puedan presentar.

6.2.4 Central Hidroeléctrica Cerro del Águila

En los folios del 00176 al 00178 del Estudio, se consigna que la entrada en operación de la Central Hidroeléctrica Cerro del Águila sería el 01 de enero de 2016; sin embargo, se tiene conocimiento que según información remitida al Ministerio de Energía y Minas, se ha solicitado prórroga del plazo de puesta en operación comercial hasta por 6 meses adicionales. En este sentido, es necesario que el SUBCOMITE solicite información actualizada a la empresa Kallpa Generación S.A., como la encargada del proyecto, sobre los avances del mismo y posibles demoras que se puedan presentar.

7. EVALUACIÓN DE LA CARTERA DE PROYECTOS DE LOS NO INTEGRANTES DEL COES-SINAC

El Estudio no incluye proyectos de generación cuyos propietarios autorizados o concesionarios no son integrantes del COES-SINAC pero que, de acuerdo con la información que es de conocimiento público, tienen contratos suscritos de construcción o avances en su implementación o son existentes. Estos proyectos deberán ser analizados en el Estudio y, en el caso de no ser considerados en el programa de obras de generación, se deberá incluir el respectivo sustento.

Con relación a la evaluación de la cartera de proyectos de los no integrantes del COES-SINAC, se debe señalar lo siguiente:



7.1 Central Hidroeléctrica Cheves I

De acuerdo con la ficha del proyecto de la Central Hidroeléctrica Cheves I, presentado en medio magnético, se está considerando el ingreso en operación comercial de la central para el mes de enero de 2015; sin embargo de acuerdo con la Resolución Suprema N° 070-2013-EM y la Resolución Ministerial N° 576-2013-MEM/DM se tiene previsto el ingreso del proyecto el 1 de enero de 2016. Por lo cual, es necesario que el SUBCOMITE solicite información necesaria y pertinente a la Empresa Generación Eléctrica Cheves S.A., propietaria del proyecto, con la finalidad de evaluar el adelanto de la fecha de ingreso del mismo.

7.2 Central Hidroeléctrica Marañón

La Empresa Hidroeléctrica Marañón SCRL tiene a cargo el proyecto de la Central Hidroeléctrica Marañón (96 MW), que se desarrollará en el departamento de Huánuco y que mediante Resolución Suprema N° 078-2011-EM tiene previsto su ingreso en mayo de 2015. Al respecto, se tiene conocimiento que el Ministerio de Energía y Minas ha establecido el 16 de diciembre de 2016 como nueva fecha de puesta en operación para la C.H. Marañón. En este sentido, es necesario que el SUBCOMITE solicite la información a la Empresa Hidroeléctrica Marañón SCRL sobre los avances del proyecto, con la finalidad de realizar el análisis correspondiente para determinar la inclusión del proyecto en el programa de obras.

7.3 Central Hidroeléctrica La Virgen

La empresa La Virgen S.A.C. tiene a cargo el proyecto de la Central Hidroeléctrica La Virgen (64 MW), que se desarrollará en el departamento de Junín y que mediante Resolución Suprema N°017-2011-EM tiene como fecha de puesta en operación comercial el 31 de enero de 2016. Asimismo, mediante Resolución Ministerial N°407-2013-MEM/DM se estableció la imposición de servidumbre de acueductos y obras hidroeléctricas; así como, el reconocimiento de la empresa propietaria La Virgen S.A.C. como empresa calificada para el régimen de recuperación anticipada del IGV.

En este sentido, es necesario que el SUBCOMITE solicite la información a la empresa La Virgen S.A.C. sobre los avances del proyecto, con la finalidad de realizar el análisis correspondiente para determinar la inclusión del proyecto en el programa de obras.

7.4 Central Hidroeléctrica Pucará

La empresa EGENUSCO S.A. tiene a cargo el proyecto de la Central Hidroeléctrica Pucará (130 MW), que se desarrollará en el departamento de Cusco y que mediante Resolución Suprema N° 066-2010-EM tiene como fecha de puesta en operación comercial el 31 de diciembre de 2014; sin embargo según información del Registro de Derechos Otorgados de Concesiones Definitivas de Proyectos de Generación del MEM, se encuentra en trámite el pedido de ampliación de la puesta en operación comercial para el 31 de diciembre de 2015.



En este sentido, es necesario que el SUBCOMITE solicite la información a la empresa EGECUSCO S.A. sobre los avances del proyecto, con la finalidad de realizar el análisis correspondiente para determinar la inclusión del proyecto en el programa de obras.

7.5 Central Hidroeléctrica Chaglla

La Empresa de Generación Huallaga S.A. viene desarrollando el proyecto de Central Hidroeléctrica Chaglla (406 MW), e indica en documentos oficiales su puesta en operación comercial en diciembre de 2015. Sin embargo en el Cuadro 4.3 del Estudio, folio 00016, se establece como fecha de ingreso octubre de 2016, sin presentar el sustento respectivo. En este sentido, es necesario que el SUBCOMITE solicite la información a la Empresa de Generación Huallaga S.A. sobre los avances del proyecto, con la finalidad de realizar el análisis correspondiente para sustentar la modificación de la fecha de ingreso.

7.6 Central Hidroeléctrica Santa Teresa

En el Cuadro 4.3 del Estudio, folio 00016, se establece como fecha de ingreso del proyecto Central Hidroeléctrica Santa Teresa (98 MW) para el mes de julio de 2014, sin embargo según la firma de su contrato de concesión la fecha prevista es el mes de agosto de 2014. Asimismo, según la información presentada por el mismo SUBCOMITE la conexión al SEIN de la Central Hidroeléctrica Santa Teresa será a través de la futura subestación Suriray 220 kV donde, al respecto, su puesta en operación estaría prevista para agosto de 2016 de acuerdo con lo informado por la Empresa Abengoa Transmisión Sur, a cargo del proyecto de la Línea en 220 kV Machupicchu – Quencoro - Onocora – Tintaya y subestaciones asociadas, conforme se consigna en el folio 00186 del Estudio.

Por lo expuesto, el SUBCOMITE deberá solicitar información de detalle sobre la planificación de evacuación de la energía producida por la central al momento de su entrada en operación, debido a la demora en el desarrollo de los proyectos de transmisión; asimismo, es necesario que el SUBCOMITE solicite información actualizada y realice el análisis correspondiente para actualizar las fechas o mantenerlas previa justificación.

7.7 Central Hidroeléctrica Huanza

En el Cuadro 4.3 del Estudio, folio 00016, se establece como fecha de ingreso del proyecto Central Hidroeléctrica Huanza (90 MW) una unidad en diciembre de 2013 y la segunda unidad en abril de 2014, sin presentar el sustento respectivo. En este sentido, es necesario que el SUBCOMITE solicite la información a la Empresa de Generación Huanza S.A. sobre los avances del proyecto, con la finalidad de realizar el análisis correspondiente para sustentar la modificación de la fecha de ingreso.

7.8 Central Termoeléctrica Fénix

En el Cuadro 4.3 del Estudio, folio 00016, se establece como fecha de ingreso del proyecto Central Termoeléctrica Fénix (536 MW) una unidad en diciembre de 2013 y la segunda unidad en enero de 2014, sin presentar el sustento



respectivo. En este sentido, es necesario que el SUBCOMITE solicite la información a la empresa Fénix Power Perú S.A. sobre los avances del proyecto, con la finalidad de realizar el análisis correspondiente para sustentar la modificación de la fecha de ingreso.

7.9 Centrales de Generación con Recursos Energéticos Renovables (RER)

En el Estudio no se considera el ingreso de todas las centrales de generación RER que están en construcción e ingresarían en el periodo 2014-2016, sólo lista a las eólicas Cupisnique, Talara, Marcona y Tres Hermanas y a las centrales hidroeléctricas Angel I, II y III. Ante ello, es necesario que el SUBCOMITE solicite la información pertinente y realice el análisis correspondiente para determinar la inclusión en el programa de obras de todos los proyectos RER no listados y que cuentan con compromisos de construcción y puesta en operación.

8. PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN

Con relación a la información del programa de obras de transmisión que propone el SUBCOMITÉ, el cual se indica en el Cuadro N° 4.4 que se presenta en el folio 0017 del Estudio, y la información del programa de obras utilizadas para la simulaciones con el Modelo Perseo, se observa lo siguiente:

8.1 Observación General

La información del programa de obras presentado por el SUBCOMITÉ no tiene concordancia con la información presentada por el Subcomité de Transmisores y estos a su vez no concuerdan con la información utilizada en el Modelo PERSEO. En el Cuadro N° 02 se indica solo algunos ejemplos de incoherencia, por lo que el SUBCOMITÉ deberá revisar toda la información del programa de obras y realizar las coordinaciones necesarias a fin de que dicha información, concuerde con la presentada por el Subcomité de Transmisores y la información utilizada en el Modelo PERSEO.

Cuadro N° 02: Comparación fechas -Programa de Obras

Instalaciones	Fechas consideradas de ingreso		
	SUBCOMITÉ GENERACIÓN	PERSEO	SUBCOMITÉ TRANSMISIÓN
L.T-220 kV San Juan - Chilca de 350 MVA (cuarto circuito)	nov-14	dic-14	mar-15
Repotenciación de la L.T.138 kV Paragsha II – Huánuco de 45 MVA a 75 MVA	nov-14	ago-14	abr-15
LT 500 kV Mantaro-Marcona-Nueva Socabaya-Montalvo	oct-16	ene-16	nov-16



8.2 Observaciones Específicas

8.2.1 LT 220 kV Piura Oeste - Talara (2do Circuito)

El SUBCOMITÉ ha considerado como fecha de ingreso el mes de abril del 2013 para el segundo circuito de la LT 220 kV Piura Oeste – Talara, el cual no concuerda con la Puesta en Operación Comercial de la línea mencionada (mayo 2013). Al respecto, es necesario que el SUBCOMITÉ explique la fecha considerada o en su defecto realice la corrección donde corresponda.

8.2.2 Reactor Serie entre las barras de 220 kV de las subestaciones Chilca CTM y Chilca REP

El SUBCOMITÉ ha considerado como fecha de ingreso del referido Reactor el mes de junio de 2013, la cual no concuerda con la Puesta en Operación Comercial de la instalación (abril 2013). Al respecto, cabe indicar que dicho proyecto forma parte de la Ampliación N° 10 del Contrato de REP, por lo que según se indica en el numeral 6 de dicha ampliación, la Puesta en Operación Comercial será aquella que se indique en el Acta correspondiente. En este sentido, se requiere que el SUBCOMITÉ realice las coordinaciones necesarias para sustentar la fecha propuesta, la cual debe coincidir con la fecha del Acta de Puesta en Operación Comercial referida a la Ampliación N° 10 antes mencionada.

8.2.3 LT 220 kV Pachachaca – Oroya Nueva de 152 MVA a 250 MVA

El SUBCOMITÉ ha considerado como fecha de ingreso, de la ampliación de la capacidad de transmisión de la LT 220 kV Pachachaca – Oroya Nueva de 152 MVA a 250 MVA⁸, enero del 2013, la cual no concuerda con la fecha de Puesta en Operación Comercial de dicho proyecto (agosto 2013). Al respecto, se requiere que el SUBCOMITÉ realice las coordinaciones necesarias para sustentar la fecha propuesta, la cual debe coincidir con la fecha del Acta de Puesta en Operación Comercial referida a la Ampliación N° 1 del Contrato de ISA.

8.2.4 LT 220 kV Pomacocha - Carhuamayo

El SUBCOMITÉ ha considerado como fecha de ingreso de la referida línea de transmisión agosto de 2013, por lo que se solicita adjuntar la documentación o fuente que sustente dicha fecha, dado que según Carta CS-070-13032377, de fecha 21 de octubre de 2013, remitida por la empresa ISA -TRANSMANTARO, se señala que la fecha de Puesta en Operación Comercial para dicha línea fue el 20 de setiembre 2013.



⁸ Proyecto que forma parte de la Ampliación N° 1 al Contrato de ISA

8.2.5 Repotenciación de la LT 220 kV Piura Oeste - Talara (existente) de 152 a 180 MVA

El SUBCOMITÉ ha considerado como fecha de ingreso para la repotenciación de la referida línea de transmisión, octubre de 2013. Al respecto, dicho proyecto, que forma parte de la Ampliación N° 13 del Contrato de REP, aún no se encuentra en servicio, por lo que la empresa ha solicitado la ampliación para la fecha de Puesta en Operación Comercial de dicho proyecto, hasta febrero 2014. En ese sentido, es necesario que el SUBCOMITÉ realice las coordinaciones necesarias a fin de justificar la fecha considerada, o en su defecto realizar la corrección donde corresponda.

8.2.6 Subestación Los Industriales 220/60/10 kV – 180 MVA

El SUBCOMITÉ ha considerado como fecha prevista de ingreso para la Nueva subestación Los Industriales, enero de 2014; sin embargo al 31 de octubre de 2013, según información enviada por la empresa Luz del Sur, el proyecto se encuentra en 80% de avance para las obras civiles y en 5% el montaje electromecánico. Al respecto, se requiere que el SUBCOMITÉ solicite información sobre el avance del proyecto, con finalidad de analizar si se modifica o mantiene la referida fecha de ingreso.

8.2.7 LT 220 kV Planicie - Los Industriales (doble circuito)

El SUBCOMITÉ ha considerado como fecha prevista de ingreso de la referida línea de transmisión enero de 2015; sin embargo, según se indica en el Anexo N° 7 "Plazos para el desarrollo del Proyecto" de la primera versión del Contrato de Concesión, publicado en la cartera de proyectos de PROINVERSION, la fecha de Puesta en Operación Comercial sería después de 24 meses contados a partir de la fecha de cierre. Asimismo, se prevé adjudicar la Buena Pro en el segundo trimestre del 2014 por lo cual el proyecto tendría posibilidades de ingresar para el segundo trimestre de 2016. En este sentido, es necesario que el SUBCOMITÉ realice las coordinaciones respectivas a fin de que el programa de obras se encuentre debidamente sustentado.

8.2.8 Subestación Reque 220 kV (antes llamada Chiclayo Sur)

El SUBCOMITÉ ha considerado como fecha prevista de ingreso de la referida subestación noviembre del 2014. Al respecto, cabe indicar que dicho proyecto forma parte de la Ampliación N° 14 del Contrato de REP, en donde se prevé que la Puesta en Operación Comercial será después de 21 meses, contados a partir de la suscripción de dicha ampliación, por lo que la fecha prevista de ingreso debería ser en abril de 2014. En este sentido, se requiere que el SUBCOMITÉ realice las coordinaciones necesarias, a fin de solicitar la información que permita definir la fecha prevista de ingreso del proyecto de transmisión y con ello sustentar su propuesta, o en su defecto, corregir donde corresponda.



8.2.9 Repotenciación de la LT 138 kV Paragsha II – Huánuco de 45 MVA a 75 MVA

El SUBCOMITÉ ha considerado como fecha prevista de ingreso para la repotenciación de la referida línea de transmisión, noviembre de 2014. Al respecto, cabe indicar que dicho proyecto forma parte de la Ampliación N° 16 del Contrato de REP, donde se prevé que la Puesta en Operación Comercial será después de 21 meses, contados a partir de la suscripción de dicha ampliación, por lo que la fecha prevista de ingreso debería ser en abril de 2015. Al respecto, se requiere que el SUBCOMITÉ sustente la fecha propuesta, o en su defecto, realice las coordinaciones necesarias, a fin de solicitar la información que permita definir la fecha prevista de ingreso del proyecto en mención.

8.2.10 LT 220 kV Moquegua - Tacna

El SUBCOMITÉ ha considerado como fecha prevista de ingreso de la referida línea de transmisión enero de 2016. Al respecto, cabe indicar que dicha instalación fue aprobada en el Plan de Inversiones 2013 – 2017 (Resolución OSINERGMIN N° 217-2012-OS/CD), por lo que se solicita adjuntar la documentación o fuente que sustente la fecha propuesta, o en su defecto, se realice las coordinaciones necesarias, a fin de solicitar la información que permita definir la fecha prevista de ingreso del proyecto de transmisión.

8.2.11 Transformador 220/66 kV Los Héroes de 50 MVA

El SUBCOMITÉ ha considerado como fecha prevista de ingreso del referido transformador enero de 2015. Al respecto, cabe indicar que dicha instalación fue aprobada en el Plan de Inversiones 2013 – 2017 (Resolución OSINERGMIN N° 217-2012-OS/CD), por lo que se solicita adjuntar la documentación o fuente que sustente la fecha propuesta, o en su defecto, se realice las coordinaciones necesarias, a fin de solicitar la información que permita definir la fecha prevista de ingreso del proyecto de transmisión.

8.2.12 Repotenciación de la LT 138 kV Aguaytía - Pucallpa de 45 MVA a 75 MVA

El SUBCOMITÉ ha considerado como fecha prevista de ingreso para la repotenciación de la referida línea de transmisión, enero de 2015. Al respecto, cabe indicar que dicho reforzamiento pertenece al Plan Vinculante del Plan de Transmisión 2013-2022, y hasta la fecha no cuenta con cronograma de actividades, por lo que es necesario que el SUBCOMITÉ adjunte al Estudio, la documentación o fuente que sustente la fecha propuesta para dicha repotenciación.

8.2.13 LT 500 kV Mantaro-Marcona-Nueva Socabaya-Montalvo

El SUBCOMITÉ ha considerado como fecha prevista de ingreso para la referida línea de transmisión, octubre de 2016. Al respecto, cabe indicar que dicho proyecto forma parte del Plan Vinculante del Plan de Transmisión 2013-2022, el cual fue adjudicado a Interconexión Eléctrica S.A. y la suscripción de



la fecha de cierre entre la sociedad Concesionaria (TRANSMANTARO) y el Concedente fue el 26 de setiembre 2013; asimismo, según se indica en el Contrato de Concesión, la Puesta en Operación Comercial sería después de 38 meses desde la fecha de cierre, es decir para noviembre de 2016. En este sentido, es necesario que el SUBCOMITÉ presente la justificación de la fecha propuesta, o en su defecto, corregir donde corresponda.

8.2.14 LT 220 kV Azángaro - Juliaca – Puno

El SUBCOMITÉ ha considerado como fecha prevista de ingreso de la referida línea de transmisión, enero de 2016. Al respecto, cabe indicar que dicho proyecto forma parte del Plan Vinculante del Plan de Transmisión 2013-2022, para el cual, actualmente no se dispone de información en la cartera de proyectos de PROINVERSION; sin embargo, se cuenta con información de los anteproyectos, en donde se indica que la construcción de la referida línea tendrá una duración de 3 años aproximadamente, incluyendo el proceso de licitación. En este sentido, es necesario que el SUBCOMITÉ presente la documentación o fuente que sustente la fecha propuesta.

8.2.15 Repotenciación LT 220 kV Huanza - Carabayllo de 152 MVA a 250 MVA

El SUBCOMITÉ ha considerado como fecha prevista de ingreso para la repotenciación de la referida línea de transmisión, enero de 2016. Al respecto, cabe indicar que dicho proyecto forma parte del Plan Vinculante del Plan de Transmisión 2013-2022, para el cual, actualmente no se dispone de información en la cartera de proyectos de PROINVERSION; sin embargo, se cuenta con información de los anteproyectos, en donde se indica que la referida repotenciación tendrá una duración de 4 meses aproximadamente. En este sentido, es necesario que el SUBCOMITÉ presente la documentación o fuente que sustente la fecha propuesta.

8.2.16 Nuevo Transformador de Santa Rosa 220/60 kV de 120 MVA

El SUBCOMITÉ ha considerado como fecha prevista de ingreso para el transformador en la subestación Santa Rosa 220/60KV, enero de 2016. Al respecto, resulta pertinente mencionar que en el Plan de Inversiones 2013-2017 de las Áreas de Demanda 6 y 7, no se contempla la instalación de un transformador adicional en la SET Santa Rosa; dado que para el Área de Demanda 7, se prevé el cambio de un transformador de potencia de 180 MVA por otro de 120 MVA (rotado de Balnearios) y el transformador retirado sería instalado en la nueva subestación Industriales 220/60 kV; mientras que, para el Área de Demanda 6, se tiene previsto cambiar un transformador de 120 MVA por otro de 180 MVA y el transformador retirado sería instalado en la subestación Nueva Jicamarca 220/60 kV. En este sentido, es necesario que el SUBCOMITÉ presente la documentación o fuente que sustente la fecha propuesta.



8.2.17 Nuevo Transformador para la subestación Pucallpa 138/60 kV de 55 MVA

El SUBCOMITÉ ha considerado como fecha prevista de ingreso del transformador para la subestación Pucallpa, enero de 2015. Al respecto, cabe indicar que la ampliación de capacidad de dicha subestación mediante el transformador de potencia fue aprobada en el Plan de Inversiones 2013-2017 (Resolución OSINERGMIN N° 217-2012-OS/CD) para el año 2016. En este sentido, es necesario que el SUBCOMITÉ presente la documentación o fuente que sustente la fecha propuesta.

8.2.18 Programa de Obras No Propuesto

En el Cuadro N° 03, se muestran los proyectos no considerados en el programa de obras de transmisión presentado por el SUBCOMITÉ. Al respecto, es necesario se explique la omisión de dichos proyectos, justificando donde corresponda.

Cuadro N° 03: Proyectos no considerados por el SUBCOMITÉ

Aprobado en	Proyectos
Plan Vinculante del Plan de Transmisión 2013-2022	Repotenciación LT 220 kV Pachachaca - Callahuanca de 152 a 250 MVA
Plan Vinculante del Plan de Transmisión 2013-2022	Repotenciación LT 220 kV Pomacocha - San Juan de 152 a 250 MVA
Plan Vinculante del Plan de Transmisión 2013-2022	Repotenciación LT 220 kV Trujillo - Cajamarca de 152 a 250 MVA
Plan Vinculante del Plan de Transmisión 2013-2022	Repotenciación LT 220 kV Tingo María - Vizcarra - Conococha de 190 a 250 MVA
Plan Vinculante del Plan de Transmisión 2013-2022	Repotenciación LT 220 kV Vizcarra - Paragsha de 150 a 250 MVA

Asimismo, es necesario que el SUBCOMITÉ revise el Plan de Inversiones 2013-2017 aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 217-2012-OS/CD, a fin de evaluar la incorporación de los siguientes proyectos, en el programa de obras del horizonte de estudio:

- LT 220 kV Friaspata – Mollepata
- LT 220 kV Carabayllo-Nueva Jicamarca
- LT 220 kV Nueva Jicamarca-Colonial
- LT 220 kV Los Industriales –Córpac
- Repotenciación de la LT 220 kV San Juan –Balnearios.



COSTOS VARIABLES DE CENTRALES TÉRMICAS

9. COSTOS VARIABLES COMBUSTIBLES

En el Cuadro No. 5.1 – Precio Base Combustibles Líquidos del SEIN, del folio 00022 del Estudio, se está considerando el precio del combustible Diesel N° 2 de las plantas de Supe, Callao, Mollendo, Juliaca y Cusco con un Impuesto Selectivo al Consumo (ISC) equivalente a S/. 1,20 por galón; sin embargo, los precios de dichos combustibles corresponde al Diesel B5 S-50 (bajo azufre), que tienen un ISC diferente (S/. 1,01 por galón).

En este sentido, el SUBCOMITÉ debe aclarar el haber considerado un ISC diferente al establecido para los combustibles Diesel B5 S-50.

Asimismo, el SUBCOMITÉ no ha presentado ni sustentado los motivos por los cuales no se consideró la actualización de los valores de la concentración de sólidos en suspensión de la Central Hidroeléctrica Cañón de Pato; en ese sentido debe completar esta información dentro del Estudio.

10. TASA DE GASTOS FINANCIEROS POR STOCK DE COMBUSTIBLES

El valor de la tasa Libor presentado por el SUBCOMITE deberá ser actualizado al mes de marzo de 2014, conforme al Artículo 50° de la LCE.

11. CONSUMOS DE GAS NATURAL

Para la estimación del precio de gas natural de mercado interno, conforme lo establece el Artículo 6° del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, el SUBCOMITE no ha considerado el consumo para todo el año 2013. Por lo expuesto, se solicita al SUBCOMITE actualizar los consumos de gas natural.

12. ACTUALIZACION DE PRECIOS DE GAS NATURAL

El SUBCOMITE no ha actualizado los precios de gas natural en boca de pozo, ni los precios de transporte y distribución para las centrales térmicas que operan con gas de Camisea. Al respecto, se requiere efectuar la actualización y adecuación a las nuevas normativas en los casos que corresponda.

Adicionalmente en el caso de la C.T. Las Flores, se ha consignado como valor fijo el precio del gas natural en boca de pozo y los precios por transporte y distribución de gas natural, cuando lo correcto es aplicar las fórmulas de actualización de precios como al resto de centrales. En este sentido, se debe corregir el cálculo del referido precio.

Así mismo, el SUBCOMITÉ en el folio 0025 y 0026 del Estudio ha considerado un factor por tipo de contrato (Firme – Interrumpible) de 0,9 por el sobrecosto de no contar contrato a firme de las unidades UTI5, UTI6 y TG7 de la C.T.



Santa Rosa sin presentar un sustento respectivo. En ese sentido el SUBCOMITÉ deberá sustentar el valor de este factor.

13. MODIFICACIONES DE POTENCIA EFECTIVA Y CONSUMOS ESPECIFICOS

El SUBCOMITE ha modificado las potencias efectivas y consumos específicos, respecto a lo publicado por el COES, sin presentar el sustento respectivo, de las siguientes unidades:

- CT Independencia, es diferente el consumo específico de acuerdo a lo establecido en la carta COES/D/DP-600-2011.
- Las unidades denominadas Turbo Gas Natural Chilca TG1, TG2 y TG3, que corresponden a las unidades denominadas Turbo Gas Natural CC Chilca TG1, TG2 y TG3, respectivamente, presentan consumos específicos distintos, de acuerdo a lo establecido en la carta COES/D/DP-562-2013.
- Turbo Gas de Piura con D6, es diferente el consumo específico; explicar además si la denominación D6 es un nuevo tipo de combustible.
- Grupos Diesel de Chiclayo, presenta el consumo específico diferente a lo establecido en la carta COES/D/DP-418-2013.
- Turbo Gas 3 de Chimbote, presenta la potencia efectiva diferente a lo establecido en la carta COES/D/DP-459-2013.
- Las unidades denominadas Turbo Gas Natural CC TG1 Kallpa, Turbo Gas Natural CC TG2 Kallpa y Turbo Gas Natural CC TG3 Kallpa, tienen consumos específicos diferentes a los que se establecen en la carta COES/D/DP/562-2013.
- Turbo Gas Natural Malacas 1, presenta consumo específico diferente a lo establecido en la carta COES/D/DP/797-2013.
- Turbo Gas Natural Malacas 4A y Turbo Gas Natural Malacas 4B, presentan consumos específicos diferentes a lo establecido en la carta COES/D/DP-86-2013.
- La unidad GD N°1 de la CT ILO 1 y TV de la CT ILO 2, presentan potencia efectiva diferente a lo aprobado por el COES.
- Turbo Gas Natural Santo Domingo de Los Olleros, la potencia efectiva y su consumo específico son diferentes a los que están declarados en el COES para su puesta en operación comercial.
- Turbo Gas Natural CC Fénix, de acuerdo a la hoja Excel "Informacion Subcomite Generadores.xls", no cuenta con una potencia efectiva declarada; sin embargo, en el cuadro 4.3 se ha considerado un total de 536 MW. En este sentido, corresponde revisar esta incongruencia.



Por esta razón, se solicita al SUBCOMITÉ la presentación del sustento correspondiente de los valores de potencias efectivas y consumos específicos considerados en el Estudio, así como considerar los últimos estudios aprobados por el COES de pruebas efectivas y consumos específicos. Así mismo, actualizar el consumo específico ponderado de las centrales y agregar las unidades de generación faltante en el archivo "Cuadro2014.xls", para lo cual deberá completar con los estudios de potencia efectiva y consumo específico aprobados por el COES.

14. MODIFICACIÓN DE PODERES CALORÍFICOS

Los poderes caloríficos de las centrales térmicas, presentadas por el SUBCOMITE, no son iguales a los estudios aprobados por el COES. Por este motivo, se solicita al SUBCOMITÉ actualizar dichos datos.

15. COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE (CVNC)

15.1 Empleo de Procedimientos COES

El SUBCOMITE señala en el folio 00026 del Estudio, haber considerado los Costos Variables No Combustibles (CVNC) publicados por el COES en la programación diaria del 31 de octubre de 2013.

Al respecto, el Procedimiento Técnico N° 34 fue modificado a través de la Resolución OSINERGMIN N° 214-2010-OS/CD, publicada en el diario El Peruano el 28.08.2010, con el objetivo de mejorar y precisar las metodologías para la determinación de los CVNC, y con ello, evitar las diversas interpretaciones que realizan las generadoras al referido procedimiento.

En este sentido, el SUBCOMITE debe solicitar al COES que le alcance la información de las unidades generadoras que han actualizado su estudios de CVNC de acuerdo con lo establecido en la modificación del Procedimiento Técnico N° 34, con la finalidad de ser incluidas en la presente regulación, mientras que para el resto de unidades deberán considerarse los CVNC utilizados en las anteriores regulaciones, y no las establecidas con el anterior Procedimiento Técnico N° 34.

PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA

16. MODIFICACIÓN EN LOS ARCHIVOS DE DATOS DEL MODELO PERSEO

16.1 Archivo LIN

- Subestación Reque 220 kV (antes llamada Chiclayo Sur)

El SUBCOMITE considera que ante el ingreso de la SET REQUE, ésta seccionará a una sola terna de la conexión Guadalupe – Chiclayo Oeste 220kV. Al respecto, cabe indicar que dicho proyecto al estar contemplado en



la Ampliación N° 10 del Contrato de REP, la subestación Reque seccionará a ambas ternas para su ingreso al SEIN. Por tanto, es necesario que el SUBCOMITE justifique lo antes mencionado según su propuesta o en su defecto realice la corrección donde corresponda.

- Conexión Puente – Balnearios 60 kV

El SUBCOMITE considera una conexión existente entre Puente y Balnearios en 60 kV mediante una doble terna, pero según la topología actual y la revisión del Programa de Obras de Transmisión, dicha conexión no existe en el horizonte de estudio de este periodo de Fijación de Precio en Barra. Al respecto, es necesario que el SUBCOMITE justifique la inclusión de la conexión Puente – Balnearios 60 kV según su propuesta o en su defecto realice la corrección donde corresponda.

- BY PASS ante repotenciaciones en líneas de transmisión en zona centro – costa del SEIN

El SUBCOMITE considera modelar las salidas de operación de las líneas de transmisión que serán repotenciadas en la zona centro – costa del SEIN, como es el caso de Zapallal – Ventanilla – Chavarría 220 kV y Chilca REP – San Juan 220 kV y con ello la creación de un BY PASS, el cual consistiría en la desconexión de la LT Callahuanca – RZinc 220 kV para dar lugar a la conexión de RZinc – La Planicie 220 kV, en vista de la existencia de este BY PASS que será activado por un año, es decir para todo el proceso de repotenciación. Al respecto, es necesario que el SUBCOMITE justifique o sustente la existencia de dicho BY PASS, con la debida aprobación de parte del Coordinador de la Operación donde se garantice que no se afectará la confiabilidad y seguridad del SEIN, para el proceso de repotenciación o en su defecto realice la corrección donde corresponda.

- LT La Planicie – Industriales 220 kV (doble circuito)

El SUBCOMITE considera que la conexión entre La Planicie e Industriales en el nivel de 220 kV, es mediante una doble terna, con longitud de 5 Km, pero según contrato de concesión de la línea de transmisión 220 kV La Planicie – Industriales y subestaciones asociadas – Anexo N° 7 con fecha 12 de noviembre de 2013, la longitud total es de 16,6 Km, de los cuales 11,7 Km son de tramo aéreo y 4,9 Km son de tramo subterráneo. Al respecto, es necesario que el SUBCOMITE justifique la longitud y parámetros eléctricos de las líneas de su propuesta o en su defecto realice la corrección donde corresponda.

- Circuito Aucayacu – Tocache – Bellavista – Tarapoto – Moyobamba 138 kV

El SUBCOMITE debe evaluar la inclusión o no del circuito Aucayacu – Tocache – Bellavista – Tarapoto – Moyobamba 138 kV en el Estudio, tomando en cuenta la información que le deberá solicitar a la empresa Electro Oriente S.A., que es propietaria de estas instalaciones y que ha solicitado mediante carta G-1241-2012 su inclusión en el modelo Perseo.



Así mismo, en el referido archivo se muestra que se han modificado los parámetros de las líneas y transformadores existentes y futuros de la Propuesta del Subcomité y del otro lado los parámetros según revisión de información proporcionada por la Empresa REP y de los Modelos SDDP y NCP, Adendas REP y contratos de concesión. En este sentido, corresponde al SUBCOMITE revisar estos parámetros y actualizar conforme a la información real que maneja el COES y las empresas de transmisión propietarias de estas instalaciones.

16.2 Archivo TRY

En el Cuadro N° 04, se muestra la comparación de capacidad y pérdidas en las trayectorias que se modificaron para la actual Fijación Tarifaria.

Cuadro N° 04: Comparación de Capacidad y Pérdidas entre fijación anterior y la propuesta

Código	Nombre	Anterior Fijación (Mayo 13 - Abril 14)		Propuesta (Mayo 14 - Abril 15)	
		Capacidad	Pérdidas	Capacidad	Pérdidas
TRY-005	Transbordo Toma Surco-Taza	10,25	25	12,5	0
TRY-016	Toma Santa Eulalia-Taza Rima	10,25	25	10,5	0

El SUBCOMITE ha considerado aumentar la capacidad de dos trayectorias y disminuir su porcentaje de pérdidas, como se describe en el cuadro anterior, sin el sustento respectivo. Al respecto, es necesario que el SUBCOMITE justifique si éstas verdaderamente han cambiado o en su defecto se realice la corrección donde corresponda.

En el Cuadro N° 05, se muestra las fechas de ingreso y salida de operación de las trayectorias cuyo horizonte no se encuentra dentro del periodo de estudio

Cuadro N° 05: Fechas de Ingreso y Salida de Operación

Código	Nombre	Año de Ingreso	Año de Salida
TRY-079	Salida Embalse Huangush A	1997 / 01	2010 / 09
TRY-080	Salida Embalse Huangush B	1997 / 01	2010 / 09
TRY127A	Salida Embalse Corani	2010 / 12	2011 / 11
TRY-145	Poechos Canal Checa	2003 / 01	2004 / 03
TRY-146	Poechos Riego Sullana	2003 / 01	2004 / 03

El SUBCOMITE ha considerado trayectorias que actualmente no son parte del periodo de estudio de esta Fijación Tarifaria, como se muestra en el cuadro anterior, por lo cual correspondería retirar del modelamiento. Al respecto, es



necesario que el SUBCOMITE elimine las trayectorias descritas en el cuadro anterior, o en su defecto realice la corrección respectiva sobre las fechas

16.3 Archivo EMB

En el Cuadro N° 06, se muestra la comparación de los volúmenes de los embalses al finalizar diciembre 2012 (inicio de fecha de entrada del embalse al horizonte de estudio), que no coinciden en sus valores para la actual Fijación Tarifaria.

Cuadro N° 06: Comparación del Volumen del Embalse

Código	Nombre	Volumen del embalse al finalizar Diciembre 2012 Propuesto	Volumen del embalse al finalizar Diciembre 2012 Real
EM-0401	Paron	0,00	49,48
EM-0402	Cullicocha	2,32	2,88
EM-0501	Gallito Ciego	194,06	199,94
EM-0802	Malpaso	16,23	19,74
EM-0806	Pomacocha	8,11	14,58
EM-2002	Aguada Blanca	28,47	28,00
EM-2101	Laguna Aricota	243,10	234,41
EM-2401	Macusani	8,23	7,68
EM-0403	Aguashcocha	7,46	8,38
EM-0405	Rajucolta	5,90	7,45
EM-2501	Huisca-Arcata	15,23	16,50
EM-2901	Paucarcocha	9,32	10,79
EM-0207	Lag. Santa Eulalia 2	145,49	143,50

El SUBCOMITE debió considerar como volumen inicial de los embalses para el inicio del periodo de estudio (enero 2013), los volúmenes finales de los embalses de diciembre 2012, sin embargo en el cuadro anterior se muestra que aquellos volúmenes no coinciden con los volúmenes reales al finalizar diciembre 2012. Dicha información fue corroborada con la data que mensualmente elabora el COES, en cumplimiento a la norma "Procedimiento para supervisar la gestión en la planificación de la Operación del SEIN". Al respecto, es necesario que el SUBCOMITE justifique los valores de su Propuesta o en su defecto realice la corrección donde corresponda.



16.4 Archivo DAG

En el Cuadro N° 07, se muestra la comparación de los porcentajes de restricción de las trayectorias para el riego que se modificaron para la actual Fijación Tarifaria.

Cuadro N° 07: Comparación del Porcentaje de Restricción de Riego

Código	Nombre	Trayectoria	Porcentaje de Restricción de Riego	
			Anterior Fijación (Abril 2013 - Mayo 2014)	Propuesta (Abril 2014 - Mayo 2015)
RG-2702	Riego Piura	TRY-143	20	10
RG-2703	Riego Checa	TRY-147	20	10
RG-2704	Riego Sullana	TRY-148	20	10

El SUBCOMITE ha considerado disminuir la restricción de demanda de riego de Piura, Checa y Sullana de 20% a 10%, como se describe en el cuadro anterior. Al respecto, es necesario que el SUBCOMITE justifique si éstas verdaderamente han cambiado o en su defecto realice la corrección donde corresponda.

16.5 Archivo CHH

- Conexión al SEIN

En el Cuadro N° 08, se muestra la comparación de la Barra de conexión al SEIN según la Propuesta y según la información de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica (GFE).

Cuadro N° 08: Comparación de Barras de Conexión al SEIN

Central Hidráulica	Conexión al SEIN según la Propuesta	Conexión al SEIN según GFE
Yaupi	Yuncan 138 kV	Yaupi 138 kV
Yanapampa	SEPANU 138 kV	Paramonga Nueva 220 kV

Actualmente las Centrales Hidráulicas Yaupi y Yanapampa son existentes y figuran en la topología actual como conexión al SEIN en las barras de Yaupi 138 kV y Paramonga Nueva 66 kV respectivamente; sin embargo, ésta última no se modela en el PERSEO, por lo que la barra que mejor represente su conexión al SEIN sería Paramonga Nueva 220 kV. En este sentido, se requiere revisar este modelamiento.

- Caudal máximo turbinable

En el Cuadro N° 09, se muestra la comparación de aquellos caudales máximos turbinables de la Propuesta que no coinciden con la información brindada en el Anuario COES 2012.



Cuadro N° 09: Comparación de Caudales Máximos Turbinables

Central Hidráulica	Caudal máximo turbinable según la Propuesta	Caudal máximo turbinable según Anuario COES 2012
Huinco	21,9677	25,0000
Charcani I	10,0000	7,6000
Charcani II	4,8000	6,0000
Charcani III	8,5100	10,0000
Charcani V	22,3175	24,9000

Al respecto, es necesario que el SUBCOMITE justifique o sustente los caudales máximos turbinables de su propuesta o en su defecto realice la corrección donde corresponda.

17. REPRESENTACIÓN DE CONGESTIÓN EN EL DUCTO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL DE CAMISEA

El SUBCOMITE ha implementado una representación de la congestión en el ducto de transporte del gas natural de Camisea dentro del programa de operación para los años 2014 al 2016. Dado que el Decreto de Urgencia N° 049-2008, establece que los costos marginales se determinen sin restricciones en producción o transporte de gas natural, se estableció un plazo para ello, el mismo que vencía en diciembre de 2013, de acuerdo con el Decreto de Urgencia N° 079-2010.

Al respecto, en el Folio 00218 del Estudio se presenta la carta enviada por la empresa Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP), sobre la disponibilidad del ducto de transporte de gas natural para el horizonte de estudio, mientras que en los folios del 00219 al 00223 del Estudio se presenta la metodología de cálculo para modelar las restricciones de transporte de Gas Natural.

No obstante, cabe señalar que mediante la Décima Disposición Complementaria Ffinal de la Ley 30115, se prorrogó la vigencia del Decreto de Urgencia N° 049-2008 hasta el 31 de diciembre de 2016; por lo que el SUBCOMITÉ, deberá considerar esta prórroga dentro de los cálculos correspondientes al transporte de gas natural.

18. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO MAYOR DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS Y TERMOELÉCTRICAS

18.1 Observación General

Para el año 2013 (conocido como año n-1), el SUBCOMITE ha utilizado los mantenimientos realizados (ejecutados) durante este año. Sin embargo, tal como se estableció en las anteriores fijaciones de Precios en Barra, la inclusión en el modelo PERSEO del mantenimiento ejecutado no refleja la



intención de la LCE debido a que dentro de estas se incluyen mantenimientos del tipo correctivo o de emergencia y, en consecuencia, se debe considerar como programa de mantenimiento lo programado y no el mantenimiento ejecutado.

Debido a las razones expuestas, el SUBCOMITE debe modificar el archivo de mantenimiento que sirve de entrada al modelo PERSEO para considerar el Programa de Mantenimiento Mayor y no el ejecutado para el año 2013.

18.2 Evaluación de las Actividades de Mantenimiento Propuestas para las centrales de generación para el año 2014

El SUBCOMITÉ para el año 2014 debe utilizar el Programa de Mantenimiento mayor del 2014, aprobado por el COES; así mismo, en dicho programa debe depurar las actividades excepcionales.

18.3 Evaluación de las Actividades de Mantenimiento Propuestas para las centrales hidroeléctricas para los años comprendidos entre el 2015 y el 2016

En los archivos presentados por el SUBCOMITÉ se observa que, en el caso del programa de mantenimiento considerado para las centrales de generación en los años 2015 y 2016, se ha repetido el programa de mantenimiento de los años 2013 y 2014, respectivamente, lo cual carece de sustento ya que existen actividades de mantenimiento previstas en esos años que no son realizadas periódicamente todos los años y en algunos casos pueden corresponder a mantenimientos correctivos por fallas en los equipos.

Asimismo, respecto a las unidades de generación térmica, en el folio 0030 del Estudio se menciona que para los años 2015 y 2016 se utilizará el proceso de Modelamiento del Mantenimiento Mayor de las centrales térmicas del COES SINAC; sin embargo, no se ha encontrado los archivos que sustenten los valores considerados.

En este sentido, el SUBCOMITE deberá retirar del programa de mantenimiento aquellos trabajos que no se realizan periódicamente, así como revisar que los archivos que presentan estén debidamente vinculados, con la finalidad de evitar diferencias en la información que se sustenta y la que finalmente se incluye en las simulaciones del modelo PERSEO.

19. MODIFICACIÓN DE SERIES HIDROLÓGICAS

19.1 Observaciones al Estudio Hidrológico de la Cuenca del Río Mantaro - Año 2012, ELECTROPERU S.A.

La propuesta presenta archivos en formato PDF (Acrobat Reader) conteniendo la información y los resultados finales de las series de caudales naturales mensuales para puntos de interés de la cuenca del río Mantaro, lo cual impide el proceso de revisión de los cálculos efectuados en los estudios hidrológicos respectivos.



En ese sentido, el SUBCOMITE deberá solicitar a Electroperu S.A. los archivos Excel de respaldo conteniendo las fórmulas, relaciones, vinculaciones y cálculos involucrados, esto con la finalidad de revisar y validar los resultados del referido estudio.

19.2 Observaciones al Estudio Hidrológico del Sistema Hídrico de SN POWER PERU S.A. – Período 1965-2012, SN POWER PERÚ S.A.

Las hojas Excel presentan la información hidrometeorológica utilizada y los resultados de las series de caudales naturalizados de cada punto de interés de las cuencas involucradas, sin embargo, al no existir vinculaciones entre las hojas y la información que contienen, imposibilita su trazabilidad o un seguimiento a los cálculos realizados.

En ese sentido, el SUBCOMITE deberá solicitar a SN Power Peru S.A. las hojas de cálculo de los procesos de naturalización de caudales mensuales para sus subsistemas debidamente vinculadas conteniendo las fórmulas, relaciones y cálculos involucrados, esto con la finalidad de revisar y validar los resultados del referido estudio para la presente fijación tarifaria.

19.3 Observaciones al Estudio Hidrológico Central Hidroeléctrica Yanapampa - Período 1965-2012, YANAPAMPA S.A.

Dentro del estudio hidrológico de la cuenca del río Pativilca presentado por la empresa Yanapampa S.A., se presentan las hojas Excel conteniendo los cálculos de los análisis de consistencia a que fue sometida la información de caudales.

En el estudio solo se hace referencia a los análisis de la información de precipitación media mensual, pero no se adjuntan los archivos Excel con los cálculos de respaldo, ni tampoco los archivos de entrada y archivos de salida del modelo HEC-4 utilizado.

Esta situación no permite efectuar el seguimiento y comprobaciones pertinentes de los cálculos efectuados con la información de precipitación total mensual.

En este sentido, el SUBCOMITE deberá solicitar a Yanapampa S.A. los archivos Excel de respaldo de los análisis que completan y extienden las series de precipitación total mensual y los archivos de entrada y salida del modelo HEC-4 utilizados, esto con la finalidad de revisar y validar los resultados propuestos en el estudio hidrológico para la obtención de caudales naturales propuestos para el período 1965-2012 en los puntos de interés del sistema hidráulico asociados a la Central Hidroeléctrica Yanapampa.

19.4 Estudio Hidrológico Faltante de las Centrales Hidroeléctricas Santa Cruz I y Santa Cruz II, EMPRESA SANTA CRUZ S.A.

La Empresa SANTA CRUZ S.A. no presenta los estudios hidrológicos de las centrales hidroeléctricas Santa Cruz I y Santa Cruz II, que sustenten las series hidrológicas de caudales medios mensuales naturales adjuntadas para estas



centrales en el Archivo *sinac.hid* del modelo PERSEO para la presente Fijación Tarifaria Período Mayo 2014 - Abril 2015.

En este sentido, el SUBCOMITE deberá solicitar a la Empresa Santa Cruz S.A. los estudios hidrológicos de respaldo de la Central Hidroeléctrica Santa Cruz I y Central Hidroeléctrica Santa Cruz II, esto con la finalidad de revisar y validar los resultados propuestos en el estudio hidrológico para la obtención de caudales naturales propuestos para el período 1965 - 2012 en los puntos de interés del sistema hidráulico asociados a las Centrales Hidroeléctricas Santa Cruz I y Santa Cruz II.

19.5 Estudio Hidrológico Faltante del Proyecto de la Central Hidroeléctrica Tarucani, Tarucani Generating Company S.A.

Se debe precisar que dentro del archivo *sinac.hid*, del modelo PERSEO para la presente Fijación Tarifaria mayo 2014 - Abril 2015, se presenta la serie de caudales medios mensuales del proyecto de la Central Hidroeléctrica Tarucani (QN-2014), sin embargo en la propuesta no se adjunta el estudio hidrológico de sustento respectivo.

En este sentido, el SUBCOMITE deberá solicitar a la empresa el estudio hidrológico del Proyecto de la Central Hidroeléctrica Tarucani, esto con la finalidad de revisar y validar los caudales promedios mensuales naturales propuestos para esta central en el período 1965 - 2012 para la presente Fijación Tarifaria.

19.6 Estudio Hidrológico Faltante del Proyecto de la Central Hidroeléctrica Cerro del Aguila, Cerro del Aguila S.A.

Dentro del archivo *sinac.hid*, del modelo PERSEO, para la presente Fijación Tarifaria Período Mayo 2014-Abril 2015, se presenta la serie de caudales medios mensuales del proyecto de la Central Hidroeléctrica Cerro del Águila (QN-813), sin embargo en la propuesta no se adjunta el estudio hidrológico de sustento.

Con la finalidad de revisar y validar los caudales promedios mensuales naturales propuestos para el Proyecto de la Central Cerro del Águila, período 1965-2012, el SUBCOMITE deberá solicitar el estudio hidrológico correspondiente.

19.7 Estudio Hidrológico Faltante del Proyecto de la Central Hidroeléctrica Chaglla, Empresa de Generación Huallaga S.A.

En el archivo *sinac.hid*, del modelo PERSEO de la presente Fijación Tarifaria Período Mayo 2014-Abril 2015, se muestra una serie de caudales medios mensuales del proyecto de la Central Hidroeléctrica Chaglla (QN-1501), sin embargo en la propuesta no se adjunta el estudio hidrológico de sustento respectivo.

Con la finalidad de revisar y validar los caudales promedios mensuales naturales propuestos para el Proyecto de la Central Chaglla, período 1965-2012, el SUBCOMITE deberá solicitar el estudio hidrológico de sustento.



19.8 Estudio Hidrológico Faltante del Proyecto de la Central Hidroeléctrica Quitaracsa, ENERSUR S.A.

En el archivo *sinac.hid*, del modelo PERSEO de la presente Fijación Tarifaria Período Mayo 2014-Abril 2015, se muestra una serie de caudales medios mensuales del proyecto de la Central Hidroeléctrica Quitaracsa (QN-404), sin embargo en la propuesta no se adjunta el estudio hidrológico de sustento respectivo.

En este sentido, el SUBCOMITE deberá solicitar a la empresa el estudio hidrológico del Proyecto de la Central Hidroeléctrica Quitaracsa, esto con la finalidad de revisar y validar los caudales promedios mensuales naturales propuestos para esta central en el período 1965-2012 para la presente Fijación Tarifaria.

20. MODIFICACIÓN DE CAPACIDAD DE LINEAS DE TRANSMISION

El SUBCOMITE menciona que ha considerado en el Estudio, a partir de enero de 2014, la máxima capacidad de las instalaciones de transmisión utilizadas por el COES-SINAC debido a que la vigencia del Decreto de Urgencia N° 049-2008, que establece que los costos marginales se determinen sin restricciones en la transmisión eléctrica, vence en diciembre de 2013; sin embargo, no se adjunta en el Estudio las capacidades que el COES-SINAC utiliza, ni en base a qué criterios se definieron las mismas.

Al respecto, en anteriores regulaciones se observó, entre otros aspectos, que se consideraba como capacidades de las instalaciones de transmisión de Red de Energía del Perú S.A. las indicadas en las cláusulas de su Contrato de Concesión, cuando para efectos de la fijación de tarifas las instalaciones se deben considerar con las capacidades reales del sistema y no con aquellas que se establezcan para la “no aplicación de compensaciones” cuando se produzca interrupciones con flujos mayores a las capacidades establecidas en un contrato.

A continuación, se describen las principales observaciones relacionadas con la capacidad de líneas de transmisión, consideradas por el SUBCOMITÉ en su Estudio.

20.1 Enlace Mantaro –Cotaruse - Socabaya

El SUBCOMITÉ menciona que se ha considerado la Resolución N° 008-2011-DO/COES-SINAC del 08 de agosto de 2011 de la Dirección de Operaciones, que fija los límites operativos de dicho enlace (L-2051/2052 y L 2053/2054) en 460 MW; sin embargo, para el tramo Mantaro – Cotaruse, se considera 550 MW y para el tramo Cotaruse – Socabaya 500 MW. Al respecto, es necesario se explique la consideración de dichos valores que difieren del valor indicado en su Estudio.

Asimismo, es necesario que el SUBCOMITÉ realice la evaluación correspondiente, a fin de establecer la nueva capacidad del enlace Mantaro – Cotaruse – Socabaya, a la entrada en operación de las líneas de transmisión



en 500 kV Chilca – Marcona – Montalvo y la LT 500 kV Mantaro – Marcona - Socabaya – Montalvo.

20.2 Capacidades de instalaciones de transmisión

El SUBCOMITÉ considera de manera errónea las capacidades de las líneas de transmisión dadas en MVA cuando debió considerar en MW, lo que origina, en algunos casos, un $\cos\phi = 1$. En el Cuadro N° 10, se muestra algunos ejemplos, cuya potencia base (MVA) solo para efectos de comparación, se ha obtenido de los contratos – Adendas y el Informe Técnico COES/D/DO/SEV-INF-005-2013, sin que ello signifique necesariamente que dichas potencias deben ser consideradas en el Estudio presentado por el SUBCOMITE.

Cuadro N° 10: Capacidades de líneas de transmisión

Código	Instalación de Transmisión	Tensión	Potencia Base (MVA)	PROPUESTA (MW)
L-2234	Guadalupe - Trujillo Norte	220	180	180
L-2215	Chimbote 1 - Paramonga Nueva	220	180	180
L-2213	Paramonga Nueva - Huacho	220	180	180
L-2212	Huacho - Zapallal	220	180	180
L-2003	Chavarría - Santa Rosa	220	152	152
L-2004	Chavarría - Santa Rosa	220	152	152
L-1120	Paragsha II - Huánuco	138	45	45
L-1121	Huánuco - Tingo María	138	45	45
L-1029	Cerro Verde - Repartición	138	90	90
L-1030	Repartición - Mollendo	138	90	90
L-1006	Tintaya - Azángaro	138	90	90
L-2253	Vizcarra - Conococha	220	190	190
L-2278	Conococha - Paramonga Nueva	220	190	190
L-2025/L-2026	Socabaya - Montalvo	220	300	300
L-2029	Montalvo - Tacna	220	150	150
L-2030	Montalvo - Puno	220	150	150
L-2259	Oroya - Carhuamayo	220	150	150
L-2258	Carhuamayo - Paragsha	220	150	150
L-2254	Paragsha - Vizcarra	220	150	150

Al respecto, es necesario se revise la totalidad de líneas de transmisión a fin de establecer correctamente la unidad (MW) correspondiente a las capacidades.

20.3 Capacidad de las líneas de transmisión Oroya –Carhuamayo – Paragsha – Vizcarra

La capacidad considerada para las líneas de transmisión Oroya –Carhuamayo – Paragsha – Vizcarra en la fijación del año 2013 fue de 185 MW; sin embargo, el SUBCOMITÉ considera en su Estudio una capacidad de 150 MW. Al respecto, es necesario se justifique la reducción de capacidad considerada por el SUBCOMITÉ para las líneas de transmisión mencionadas.



20.4 Capacidad de la línea de transmisión Chilca – Zapallal

De acuerdo al Informe Técnico COES/D/DO/SEV-INF-005-2013, la capacidad de la LT 500 kV Chilca – Zapallal se reduce de 1 400 MVA (Contrato de Concesión) a 865 MVA por límite del transformador de corriente. Al respecto, es necesario que el SUBCOMITÉ evalúe la vigencia de dicha restricción, y de ser necesario, se modifique la capacidad establecida en dicho informe, toda vez que según el Contrato de Concesión todos los equipos de maniobra (interruptores y seccionadores) deberán cumplir con una corriente nominal no menor a 2000 A para el lado de 500 kV.

20.5 Capacidad de la línea de transmisión Trujillo - Chiclayo

La capacidad considerada por el SUBCOMITÉ para la futura LT 500 kV Trujillo – Chiclayo, es de 1 400 MVA; sin embargo, según se indica en el Contrato de Concesión de dicho proyecto, la capacidad en operación normal se ha establecido en 700 MVA y la potencia de diseño en 1 400 MVA. Al respecto, es necesario que el SUBCOMITÉ presente el sustento de la capacidad considerada, o en su defecto, realice la corrección donde corresponda.

20.6 Variación de capacidad de líneas de transmisión

La capacidad de algunas líneas de transmisión ha sido reducida respecto a los valores considerados en la fijación tarifaria del año 2013. Al respecto, es necesario que el SUBCOMITÉ presente el sustento que justifique las nuevas capacidades consideradas para las líneas mostradas en el Cuadro N° 11.

Cuadro N° 11: Líneas con reducción de Capacidad de Transmisión

Líneas de Transmisión	FITA-2013 (MW)	Propuesta (MW)	Variación (%)
Excelsior 50 kV - Carhuamayo50 kV	33,9	25,2	-26%
Excelsior 50 kV - Carhuamayo50 kV	33,9	25,2	-26%
C. Ilo 138 kV - SPCC138 kV	80	60	-25%
Moquegua 138 kV - Toquepala Etetur 138 kV	95	80	-16%
Chiclayo 220 kV - Guadalupe 220 kV	180	152	-16%
Trujillo 220 kV - Guadalupe 220 kV	180	152	-16%

Asimismo, la capacidad de algunas líneas de transmisión ha sido incrementada respecto a los valores considerados en la fijación tarifaria del año 2013, en algunos casos dichos incrementos se deben a que en la propuesta se considera el valor en "MVA" como "MW". Al respecto, es necesario que el SUBCOMITÉ presente el sustento que justifique las nuevas capacidades consideradas para las líneas mostradas en el Cuadro N° 12.

Cuadro N° 12: Líneas con aumento de Capacidad de Transmisión

Líneas de Transmisión	FITA-2013 (MW)	Propuesta (MW)	Variación
Oroya CH 50 kV - Pzinc 50 kV	34,98	44,6	28%



Líneas de Transmisión	FITA-2013 (MW)	Propuesta (MW)	Variación
Aguaytía 220 kV - Aguaytía (neutro)	58,8	60	2%
Pucallpa 138 kV - Pucallpa 60 kV	53,9	55	2%
Santa Rosa 60 kV - Puente 60 kV	146,76	293,52	100%
Moyopampa 60 kV - Santa Rosa 60 kV	131,72	263,44	100%
Santuario 138 kV - Callali 138 kV	106	109,95	4%
Carhuamayo 220 kV - Carhuamayo 138 kV	100	150	50%
La Planicie 220 kV - Industriales 220 kV (1ra Terna)	343	353	3%
La Planicie 220 kV - Industriales 220 kV (2da Terna)	343	353	3%
San Gaban 138 kV - Mazuco 138 kV	95	112,34	18%
Mazuco 138 kV - Puerto Maldonado 138 kV	74	108,75	47%
Aguaytía 138 kV - Aguaytía (neutro)	58,8	60	2%

Por las razones expuestas, es necesario que el SUBCOMITE presente el sustento de la forma cómo estableció las capacidades de las instalaciones de transmisión, así como que utilice estudios más actualizados que consideren el ingreso de los proyectos de transmisión.

20.7 Vigencia del Decreto de Urgencia N° 049-2008

Así mismo, de acuerdo a la Décima Disposición Complementaria Final de la Ley 30115, se prorroga la vigencia del Decreto de Urgencia N° 049-2008 hasta el 31 de diciembre 2016; por lo que el SUBCOMITÉ, deberá considerar esta prórroga dentro de sus cálculos correspondientes.

PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA

21. OBSERVACIÓN GENERAL

El SUBCOMITE deberá seguir estrictamente el "Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia", aprobado mediante Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD y sus modificatorias, considerando las modificaciones que introduzcan las observaciones 1 al 5 en la proyección de demanda del Estudio y la información disponible hasta el momento en que se fijen las tarifas eléctricas.

Al respecto, se debe tener en cuenta lo mencionado en los numerales 5.9 y 7.1.6 del "Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia" ("Procedimiento").

Asimismo, se precisa que para la determinación de los costos se debe emplear la información al 31 de marzo de 2014.



22. OBSERVACIONES ESPECÍFICAS

22.1 Costos de Inversión

En los casos que se sustente la procedencia de la aplicación del factor de ajuste, los indicadores de referencia que se empleen para su determinación serán actualizados al mes de marzo de 2014, conforme al Artículo 50° de la LCE.

22.1.1 Respeto a los Costos de la Central Termoeléctrica

Para determinar el precio FOB de la Central Termoeléctrica se debe emplear las publicaciones de la revista GTWH disponibles al 31 de marzo de 2014 conforme el numeral 7.1.4 del Procedimiento.

22.1.2 Respeto al Precio y Capacidad Estándar de la Central Termoeléctrica de Punta

Sin perjuicio de la observación anterior, se observa que para determinar la "Capacidad Estándar de la Unidad de Punta (CE_{ISO})" y el "Precio FOB de la Unidad de Punta (FOB_{TG})", el SUBCOMITE no ha considerado tanto los aportes de las centrales tipo RER como de los autoprodutores en la Máxima Demanda del año 2014.

En este sentido, el SUBCOMITE deberá seguir lo establecido en los numerales 6.3 y 7.1.4 del Procedimiento.

22.1.3 Respeto a los Costos de Conexión Eléctrica

Se debe sustentar porqué se emplea el costo total de los módulos estándares en lugar de utilizar únicamente los costos de los equipos, para luego adicionar los demás costos por fuera, tal como se especifica en la plantilla del Procedimiento.

Sin perjuicio de la observación anterior, se observa que con la aplicación del costo total de los módulos estándares se están duplicando los rubros adicionales al costo FOB (transporte, seguro marítimo; aranceles ad-valorem; gastos de desaduanaje, transporte local, obras civiles, ingeniería, montaje, pruebas y puesta en servicio, suministro local; supervisión, gastos generales - utilidad contratista). Por ejemplo: En el caso del transformador de potencia trifásico 220/10 kV, se ha propuesto el valor del módulo de US\$ 2 603 570,35 el mismo que ya incluye los costos de: desaduanaje, aranceles, flete de suministros, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio, ingeniería de detalle, gastos generales del contratista, utilidades del contratista, etc.

Adicionalmente, en el precio FOB de la conexión eléctrica, no se ha presentado el sustento de la necesidad del equipamiento adicional respecto del Precio Básico de Potencia vigente, tales como: interruptor de 220/10 kV, seccionador de barra 220 kV, seccionador de 10 kV y generador eléctrico diesel en los



servicios auxiliares, conexión al sistema de RTP de los equipos complementarios, entre otros.

En este sentido, el SUBCOMITE deberá presentar el sustento correspondiente, a la vez que para efectos de los costos de la Conexión Eléctrica se deberá tomar en cuenta en su oportunidad los costos de los suministros reconocidos en la "Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión", vigentes a marzo de 2014, dado que sintetizan la información de precios de mercado reconocidos por el regulador.

22.1.4 Respecto a los Costos Totales de Central Termoeléctrica y Conexión Eléctrica

Para determinar el "Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTICT)" y el "Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTICE)", el SUBCOMITE se limita a actualizar mediante la aplicación de un factor de ajuste los siguientes costos: "Transporte local", "Montaje electromecánico", "Pruebas y puesta en marcha", "Supervisión", "Adquisición de terreno (incluye subestación)", "Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)", "Obras civiles", "Suministro de sistema de combustible (incluye monitoreo continuo de emisiones)", "Suministro de sistema contra incendio" e "Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local". Sin embargo no se toma en cuenta los costos reconocidos en la regulación del año 2013 y lo dispuesto en el Procedimiento.

En este sentido, el SUBCOMITE debe corregir el cálculo de dichos costos según lo establecido en el Procedimiento.

22.2 Costo Fijo de Operación y Mantenimiento

Para determinar el "Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)" y los "Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)", el SUBCOMITE se limita a actualizar los costos reconocidos en la regulación del año 2013, mediante la aplicación de un factor de ajuste, sin tomar en cuenta lo dispuesto por el Procedimiento.

Sin perjuicio de la observación anterior, se observa que para la actualización del CFPyO, se está duplicando la utilización del referido factor de ajuste.

En este sentido, el SUBCOMITE deberá seguir lo establecido en el numeral 8 del mencionado Procedimiento.

22.3 Tasa de interés durante la construcción

Es necesario precisar que el valor de la tasa TAMEX considerada por el SUBCOMITE para la tasa de interés a aplicarse durante la construcción, será actualizada al mes de marzo de 2014, conforme al Artículo 50° de la LCE.



FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES

23. FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES DE ENERGÍA

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.

Cabe precisar que, para la fijación de los Precios en Barra, se debe tomar en cuenta lo establecido en el Artículo 128° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN

24. FÓRMULA DE ACTUALIZACIÓN DE LOS PRECIOS BÁSICOS DE ENERGÍA Y POTENCIA

En los folios 00046 a 00048 del Estudio, el SUBCOMITE ha presentado las fórmulas de actualización para la energía y la potencia, incluyendo los valores iniciales y los coeficientes de los factores contenidos en dichas fórmulas.

Al respecto, OSINERGMIN entiende que los valores iniciales y los coeficientes determinados en ambas fórmulas de actualización son preliminares y que, en consecuencia, los definitivos serán aquellos que se determinen al final de proceso.

25. COMENTARIOS DE LOS INGRESOS TARIFARIOS

En los folios 00048 a 00051 del Estudio, el SUBCOMITE presenta la evolución de la diferencia entre los ingresos tarifarios esperados y los ingresos tarifarios reales, donde obtiene saldos resultantes negativos para los generadores, lo cual menciona se incrementa en la presente propuesta tarifaria. Así mismo, el SUBCOMITE presenta simulaciones realizadas con el modelo Perseo para diferentes escenarios, donde señala que esta diferencia se presenta por efecto de las congestiones en el sistema de transmisión. Por lo cual, el SUBCOMITE solicita que el Regulador realice modificaciones al procedimiento de cálculo de los ingresos tarifarios para evitar afectar a los generadores.

Al respecto, el SUBCOMITE debe considerar en el cálculo de los ingresos tarifarios lo establecido en la Décima Disposición Complementaria Final de la Ley 30115, donde se proroga la vigencia del Decreto de Urgencia N° 049-2008 hasta el 31 de diciembre 2016, lo cual evitaría los problemas de congestiones de transmisión que estarían originando esta diferencia.

Adicionalmente a esto, si el SUBCOMITE persiste en considerar necesario realizar modificaciones al procedimiento de cálculo de los ingresos tarifarios,



deberá proponer cuáles son estas modificaciones, tomando en cuenta el marco legal vigente.

