

000001

| | |
|---|----------------|
| OSINERGMIN | |
| Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria | |
| RECIBIDO | HORA ... 9 ... |
| 14 ENE 2011 | |
| 0321 | 2010-545 |
| REGISTRO | EXPEDIENTE |
| LA RECEPCION DEL DOCUMENTO NO INDICA CONFORMIDAD | |

SUBCOMITE DE GENERADORES DEL COES

ESTUDIO TECNICO ECONOMICO
DE DETERMINACION DE PRECIOS DE POTENCIA
Y ENERGIA EN BARRAS PARA LA FIJACION
TARIFARIA DE MAYO DE 2011
ABSOLUCION DE OBSERVACIONES
VOLUMEN I

Enero 2011

INDICE

| | | |
|------------|--|-----------|
| I | INTRODUCCION..... | 4 |
| II | Consideración General..... | 4 |
| III | Observaciones Generales | 5 |
| | PROYECCION DE LA DEMANDA..... | 5 |
| | 1. MODELO DE PROYECCION | 5 |
| | 2. REVISIÓN DE DATOS DEL MODELO DE PROYECCIÓN | 6 |
| | 2.1 Con relación al PBI..... | 6 |
| | 2.2 Con relación a la Tarifa del Año 2010..... | 7 |
| | 2.3 Con relación a la Participación de las Ventas por Nivel de Tensión..... | 7 |
| | 3. PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN..... | 7 |
| | 4. PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN..... | 8 |
| | 5. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE CARGAS INCORPORADAS Y CARGAS ESPECIALES..... | 8 |
| | 5.1 Observación General..... | 8 |
| | 5.2 Observaciones Específicas..... | 11 |
| | CENTRALES EXISTENTES Y PROGRAMA DE OBRAS..... | 20 |
| | 6. EVALUACION DE LA CARTERA DE PROYECTOS DE LOS INTEGRANTES DEL COES-SINAC..... | 20 |
| | 6.1 Observación General..... | 20 |
| | 6.2 Observaciones Específicas..... | 21 |
| | 7. EVALUACION DE LA CARTERA DE PROYECTOS DE LOS NO INTEGRANTES DEL COES-SINAC..... | 24 |
| | 7.1 Observación General..... | 24 |
| | 8. PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN..... | 27 |
| | COSTOS VARIABLES DE CENTRALES TÉRMICAS | 30 |
| | 9. TASA DE GASTOS FINANCIEROS POR STOCK DE COMBUSTIBLES | 30 |
| | 10.- INCLUSION DEL IMPUESTO SELECTIVO AL CONSUMO DE CARBON | 30 |
| | 11.- CONSUMOS DE GAS NATURAL..... | 31 |
| | 12. ACTUALIZACIÓN DE LOS PRECIOS DE GAS NATURAL..... | 31 |
| | 13. CONSUMOS ESPECÍFICOS..... | 32 |
| | 14. MODIFICACIONES POTENCIA EFECTIVA Y CONSUMO ESPECÍFICO | 32 |
| | 15. MODIFICACIÓN DE PODERES CALORÍFICOS..... | 32 |
| | 16. POTENCIA EFECTIVA DE LA CENTRAL TAPARACHI..... | 33 |
| | 17. COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE (CVNC)..... | 33 |
| | PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA | 34 |
| | 18. MODIFICACION EN LOS ARCHIVOS DE DATOS DEL MODELO PERSEO | 34 |
| | 18.1 Archivo GTT..... | 34 |
| | 18.2 Archivo CMB..... | 35 |
| | 18.3 Archivo EMB..... | 35 |
| | 18.4 Archivo CHH..... | 37 |
| | 18.5 Archivo LIN..... | 38 |
| | 18.6 Archivo HID..... | 39 |
| | 19. REPRESENTACIÓN DE CONGESTIÓN EN EL DUCTO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL DE CAMISEA..... | 40 |
| | 20. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO MAYOR DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS Y TERMOELÉCTRICAS..... | 40 |
| | 20.1 Observaciones Generales..... | 40 |
| | 20.2 Evaluación de las Actividades de Mantenimiento Propuestas para los años comprendidos entre el 2012 y el 2013..... | 41 |
| | 22. MODIFICACIÓN DE CAPACIDAD DE LINEAS DE TRANSMISION..... | 50 |
| | PRECIO BASICO DE LA POTENCIA..... | 51 |
| | 23. OBSERVACIÓN GENERAL..... | 51 |
| | 24. OBSERVACIONES ESPECÍFICAS | 53 |

| | |
|--|-----------|
| 24.1 Actualización de Costos..... | 53 |
| 24.2 Costo Fijo de Operación y Mantenimiento..... | 54 |
| 24.3 Tasa de Interés durante la construcción..... | 54 |
| FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES..... | 55 |
| 25. FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES DE ENERGÍA..... | 55 |
| FORMULAS DE ACTUALIZACION..... | 55 |
| 26. FORMULA DE ACTUALIZACION DE LOS PRECIOS BASICOS DE ENERGIA Y POTENCIA..... | 55 |

I INTRODUCCION

El OSINERGMIN con oficio N° 0839-2010-GART, de fecha 15 de diciembre de 2010, hizo llegar al Subcomité de Generadores el informe N° 0545-2010-GART conteniendo las observaciones al Estudio Técnico Económico que el referido Subcomité presentó para la Fijación de Precios en Barra del periodo mayo 2011 – abril 2012.

El presente documento (Volumen I) contiene las respuestas a las observaciones formuladas. Se acompaña las respectivas planillas de cálculo en medio óptico.

Como consecuencia de la absolución de las observaciones y los nuevos cálculos se han obtenido nuevos resultados los cuales se presentan en un informe complementario al presente (Volumen II).

II Consideración General

De acuerdo con el artículo 47 inciso b) del Decreto Ley 25844 “Ley de Concesiones Eléctricas” y en concordancia con la Ley 28447 “Ley que modifica el Decreto Ley 25844” se establece:

Que el periodo de estudio de la proyección de demanda comprenderá los próximos veinticuatro (24) meses y los doce (12) meses anteriores al 31 de marzo de cada año.

Por lo expuesto anteriormente el periodo de estudio para la Fijación de Tarifas en Barra mayo 2011 comprende los meses entre **MAYO 2010 y ABRIL 2013**. Cabe recalcar que este fue el periodo que se tomo en cuenta para la evaluación de los diferentes proyectos ya sean de oferta o de demanda.

III Observaciones Generales

-En el estudio se encuentran algunas diferencias de información que se presenta en la versión impresa con respecto a la información magnética que lo acompaña:

Respuesta:

Respecto a las diferencias indicadas se ha procedido con las correcciones de lugar.

PROYECCION DE LA DEMANDA

1. MODELO DE PROYECCION

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) proyecta la demanda de los meses de octubre, noviembre y diciembre del año 2010 en base a un modelo ARIMA y , ii) realizar las proyecciones para los años 2010-2012 utilizando las tasas de crecimiento obtenidas del Modelo de Corrección de Errores (MCE) aprobado para su aplicación a partir de la regulación de mayo 2006

Al respecto, se debe manifestar que dado que la demanda del año 2010 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 definitivamente la demanda histórica real y ejecutada en el año 2010 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 2010 y no solamente de los años 1987 a 2009, como se ha considerado en su propuesta de la demanda. Esto debido a que la información del año 2010 (PBI , Ventas y Tarifas) deberá corresponder a datos históricos reales disponibles al momento de la fijación de precios en Barra.

Respuesta:

Efectivamente, el uso del modelo ARIMA se debió a lo indicado por el OSINERGMIN y en esta ocasión la propuesta tarifaria considera la demanda histórica real y ejecutada en el año 2010.

En cuanto a la información histórica, se está considerando la información histórica disponible del 1981 al 2010. La información del 2010 que todavía no está disponible a la fecha (ventas y tarifas) deberá ser utilizada más adelante en este proceso en cuanto esté disponible.

2. REVISIÓN DE DATOS DEL MODELO DE PROYECCIÓN

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

2.1 Con relación al PBI

Para los años 2011 y 2012, 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 2010; al respecto, es importante señalar 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.

De otro lado, para el año 2013, el SUBCOMITE ha tomado la proyección del crecimiento del PBI igual a la del año 2012, 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 2011 a 2013.

Respuesta

A la fecha de la elaboración del Estudio se utilizo la información disponible más actualizada y que se adjuntó en la Propuesta.

En esta ocasión, la información más reciente publicada por el BCR es el Reporte de Inflación del mes de Diciembre de de 2010 (fecha posterior a la de la Presentación del Estudio) en la que se observa las siguientes proyecciones de PBI:

Proyección de PBI

| 2010 | 2011 | 2012 |
|------|------|------|
| 8.5% | 6% | 6.1% |

Estos valores han sido utilizados en la nueva proyección. A la fecha no existen proyecciones recientes de PBI para el año 2013, por lo tanto se ha asumido el PBI para este año igual que el año 2012 (PBI = 6.1%).

2.2 Con relación a la Tarifa del Año 2010

Se deberá actualizar el valor de la tarifa promedio considerada en el Estudio para el año 2010 y siguientes (8,23 ctvs US\$/kWh), considerando el informe "Procesamiento y Análisis de la Información Comercial de las Empresas de Electricidad al Cuarto Trimestre de 2010", que publicará OSINERGMIN en su página Web en los primeros meses del año 2011.

Respuesta

El Subcomité está de acuerdo con el OSINERGMIN sobre actualizar el precio indicado en cuanto se disponga el referido informe.

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

Se deberá 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 2009, considerando el informe "Procesamiento y Análisis de la Información Comercial de las Empresas de Electricidad al Cuarto Trimestre de 2010", que publicará OSINERGMIN en su página Web.

Respuesta

A la fecha de la elaboración del Estudio se utilizó la mejor información disponible. Los factores de participación considerados corresponden a la Regulación Tarifaria fijada por el OSINERGMIN en Mayo de 2010.

El Subcomité está de acuerdo que se deberán modificar los factores a usar en la estimación de las ventas de los distribuidores en AT y MAT, las pérdidas por transmisión, distribución, porcentajes de consumo propio así como las ventas de las cargas incorporadas y especiales para el año 2010 considerando el referido informe en cuanto se encuentre disponible.

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.

Respuesta:

El Subcomité ha procedido con la actualización respectiva de acuerdo a la nueva información disponible y los cálculos correspondientes en el libro "Proyección R&J" del archivo "demanda.xls".

4. PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN

Los porcentajes de pérdidas de distribución para los años del 2010 al 2013 se han estimado en base a una tendencia lineal considerando los valores históricos de los últimos nueve años (2001-2009). 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 2010.

Respuesta:

Debemos precisar que a la fecha la información para determinar el nivel de pérdidas de distribución del año 2010 no ha sido publicada oficialmente, por lo cual se ha considerado la información utilizada por OSINERGMIN en la Fijación Tarifaria del año 2010. Cuando se encuentre disponible la información se deberá proceder con su actualización.

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

5.1 Observación General

Como observación general en este punto, es necesario que el SUBCOMITE solicite información actualizada de los proyectos mineros que se encuentran en desarrollo, a las empresas que están a cargo de los mismos, no limitándose únicamente a pedir información a los integrantes del COES-SINAC.

Asimismo, debe tenerse en cuenta que la viabilidad de un proyecto minero o industrial debe ser evaluada en forma similar a como se espera se sustente la viabilidad de ejecución de un proyecto de generación eléctrica que se estima se desarrolle en el horizonte de estudio.

En este sentido se deberá solicitar información del estado de avance del proyecto (por ej. Estudio de ingeniería, financiamiento, construcción y producción) de los permisos necesarios para su puesta en operación (Impacto Ambiental para explotación y Beneficio Minero, convenio de

Estabilidad Jurídica, Concesión de Beneficio, Concesión de transporte Minero y labor general, Autorización de uso minero o servidumbre, contrato de estabilidad tributaria, certificado de Operación minera, Autorización de uso de agua, Certificado de inexistencia de restos arqueológicos, Concesión de transmisión eléctrica, Licencia municipal de construcción, Autorización de vertimientos, etc) , características técnicas, fuentes de suministro eléctrico (contratada o no), factores que favorecen o desfavorecen la ejecución del proyecto, etapa de desarrollo, tipo de yacimiento, producción reservas, entre otros.

Respuesta

Durante la elaboración del estudio presentado por el Subcomité en Noviembre de 2010 (en adelante "la Propuesta") y con el objeto de recopilar toda la información necesaria para la elaboración de la Propuesta, el Subcomité solicitó, no solamente a las empresas integrantes del COES SINAC, sino también a empresas no-integrantes del COES SINAC que por diversos medios hicieron conocer de sus proyectos. El siguiente cuadro resume las comunicaciones cursadas.

| N° Carta | Compañía | Proyecto | Respuesta |
|--------------|---------------------------------------|--|-----------|
| SCG_016_2010 | MINERAS BUENAVENTURA S.A. | Su proyecto La Zanja | No |
| SCG_016_2010 | COMPAÑIA MINERA MILPO S.A | Sus cargas (Milpo y Cerro Lindo) Proyectos (Pukaqaqa, hilarión) | No |
| SCG_016_2010 | MINERA YANACOCCHA S.R.L | Sus proyectos Ampliación Yanacocha, Minas Conga y Caquicocha | Si |
| SCG_016_2010 | SOUTHERN PERU COPPER | Su carga SPCC y sus proyectos Chancas y Tía María | Si |
| SCG_016_2010 | VOLCAN | Proyectos de ampliación (Alpamarca) | No |
| SCG_016_2010 | XSTRATA TINTAYA S.A | Su carga Tintaya y Sus proyectos Las Bambas y Antacapay | Si |
| SCG_016_2010 | COMPANIA MINERA MISKI MAYO S.A. | Su proyecto Bayovar | No |
| SCG_016_2010 | MINSUR S.A | Proyecto Pucamarca y su carga San Rafael | Si |
| SCG_016_2010 | VOTARANTIM METAIS – CAJAMARQUILLA S.A | Su proyecto ampliación Cajamarquilla | No |
| SCG_016_2010 | ANGLO AMERICAN QUELLAVECO | Su proyecto Quellaveco | Si |
| SCG_016_2010 | MINERA SANTA LUISA | Proyectos de ampliación | No |
| SCG_016_2010 | CHINALCO | Su proyecto Toromocho | Si |
| SCG_016_2010 | RIO TINTO MINER PERU LTD S.A.C | Su proyecto La Granja | No |
| SCG_016_2010 | LUMINA COPPER S.A.C. | Su proyecto Galeno | No |
| SCG_016_2010 | CIA MINERA ORO CANDENTE | Su proyecto Cañariaco | No |

| | | | |
|--------------|----------------------------------|---------------------------------------|----|
| SCG_016_2010 | APURIMAC FERRUM | Su proyecto Hierro Apurimac | No |
| SCG_016_2010 | ICM PACHAPAQUI | Proyectos de ampliación | Si |
| SCG_016_2010 | NORSEMONT PERU S.A.C | Su proyecto Constancia | No |
| SCG_016_2010 | SOCIEDAD MINERA EL BROCAL S.A | Proyecto de ampliación colquijirca | Si |
| SCG_016_2010 | DP WORLD CALLAO | Proyectos de ampliación | Si |
| SCG_016_2010 | CIA MINERA COIMOLACHE S.A. | Proyecto Tantauatay | No |
| SCG_016_2010 | DOE RUN PERU | Proyectos de ampliación | No |
| SCG_016_2010 | SOCIEDAD MINERA CERRO VERDE | Proyecto de ampliación Cerro Verde | No |
| SCG_016_2010 | MINERA BARRICK MISQUICHILCA S.A. | Proyectos de ampliación Lagunas Norte | No |
| SCG_016_2010 | CIA MINERA PODEROSA | Proyectos de ampliación | Si |
| SCG_016_2010 | ANTAMINA | Proyectos de ampliación | Si |
| SCG_016_2010 | MINERA AURIFERA RETAMAS | Proyectos de ampliación | Si |
| SCG_016_2010 | SHOUGANG HIERRO PERU | Proyecto de ampliación Marcona | No |
| SCG_016_2010 | PAN AMERICAN SILVER | Proyectos de ampliación | No |
| SCG_016_2010 | QUIMPAC | Proyectos de ampliación | Si |
| SCG_016_2010 | MINERA RAURA | Proyectos de ampliación | Si |
| SCG_016_2010 | MINERA CASAPALCA | Proyectos de ampliación | Si |
| SCG_016_2010 | PRAXAIR PERÚ | Proyectos de ampliación | Si |
| SCG_016_2010 | AIPSAA | Proyectos de ampliación | No |
| SCG_016_2010 | ACEROS AREQUIPA | Proyectos de ampliación | Si |
| SCG_016_2010 | CONSORCIO MINERO HORIZONTE | Proyectos de ampliación | Si |
| SCG_016_2010 | CIA. MINERA QUECHUA S.A. | Su proyecto Quechua. | Si |
| SCG_016_2010 | RIO BLANCO COPPER S.A. | Proyectos de ampliación Rio Blanco | Si |
| SCG_016_2010 | RIO ALTO MINING LIMITED | Su proyecto la Arena | No |
| SCG_016_2010 | MINER SULLIDEN SHAHUINDO S.A.C. | Proyectos de ampliación | No |
| SCG_016_2010 | MINERA IRL LTD | Su proyecto Haquira | No |
| SCG_016_2010 | MINERA CUERVO S.AC. | Su proyecto Cerro Ccopane | No |

| | | | |
|--------------|---------------------------------|--------------------------|----|
| SCG_016_2010 | MINERA ANTARES PERU S.A.C | Su proyecto Haquira | No |
| SCG_016_2010 | INVICTA MINING CORP S.A.C | Su proyecto Invicta | No |
| SCG_016_2010 | ANGLO AMERICAN MICHQUILLAY S.A. | Su proyecto Michiquillay | No |
| SCG_016_2010 | CANTERAS DEL HALLAZGO | Su proyecto Chucapaca | Si |
| SCG_016_2010 | CEMENTOS YURA | Proyectos de ampliación | No |
| SCG_016_2010 | CEMENTOS PACASMAYO | Proyectos de ampliación | No |
| SCG_016_2010 | CEMENTO OTORONGO | Proyectos de ampliación | No |
| SCG_016_2010 | SIDERPERU | Proyectos de ampliación | Si |

El detalle de la información solicitada es muy similar al indicado por el OSINERGMIN como se podrá apreciar en las fichas con las respuestas.

Para la presente etapa del Estudio, el Subcomité ha procedido a reiterar la solicitud de la información respectiva a los titulares de los diferentes proyectos mineros y se ha utilizado la información actualizada recibida. En el Anexo B se presentan las nuevas respuestas.

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 la información de la demanda de Electroandes (Ex – Centromín), considerada dentro de las cargas especiales, no se presenta el sustento de la disminución de la demanda del cliente Doe Run Peru, por lo que se deberán sustentar los valores considerados de este cliente; asimismo, corresponde actualizar la proyección de la demanda del resto de cargas que forman parte de Electroandes; dado que la información considerada es la misma que la reportada en anteriores fijaciones.

Respuesta

La disminución de la demanda de DOE RUN se sustenta con la comunicación recibida vía email del 04-01-2011. En cuanto a la demanda del resto de cargas no se tuvo respuesta a las solicitudes de actualización de información por parte de las empresas mineras por lo que se ha considerado los valores estimados por Electroandes y comunicados en el mes de octubre del 2010.

- Con relación a la información de la Minera San Rafael y la ampliación de Aceros Arequipa, considerada dentro de las cargas especiales, no se presenta el sustento de las proyecciones de demanda. En este sentido, se deberán sustentar los valores considerados en la proyección de demanda de estas cargas.

Respuesta

En el Anexo B se adjunta la comunicación de Aceros Arequipa (email) de fecha 27-09-2010 y la comunicación de MINSUR (email) de fecha 12-10-2010.

- Con relación a las cargas especiales, 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:

Demanda de ELECTROANDES (Ex – Centromín)
SHOUGANG S.A.
Cementos YURA S.A.
Minera Yanacocha
Huaron
Cerro Verde (Socabaya)
Cerro Corona

Respuesta

Demanda de ELECTROANDES (Ex – Centromín)

Se adjunta en Anexo B la comunicación via e-mail recibida de Electroandes en el 2010.

SHOUGANG S.A.

Se han mantenido los valores considerados en la fijación anterior en vista que no se recibieron las respuestas a nuestras solicitudes de información.

Cementos YURA S.A, Minera Yanacocha, Huaron Cerro Verde y Cerro Corona.

Se han mantenido los valores considerados en la fijación anterior en vista que no se recibieron las respuestas a nuestras solicitudes de información y se considera que estos proyectos no tienen incrementos significativos durante el horizonte de estudio.

Con relación a la información de demanda de Yura Cachimayo, considerada en las cargas incorporadas, se está tomando dentro de la proyección de potencia, la previsión de las horas fuera de punta, cuando lo correcto es tomar la previsión para las horas de punta. En este sentido se deberá corregir el valor considerado en la proyección de la demanda de potencia de esta carga.

Respuesta

Aplicamos los valores de la potencia en hora punta para tener consistencia entre la energía y la potencia. A continuación se muestran los factores de carga.

| | | | |
|------|------|------|------|
| 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
| 0.72 | 0.89 | 0.89 | 0.91 |

Si aplicáramos los valores de la potencia fuera de punta los factores de carga no serían razonables pues serían mayores que 1.

Con relación a las demandas de las cargas incorporadas se deberá presentar sustento de las siguientes cargas, dado que el SUBCOMITE se ha limitado a considerar la información proporcionada en la Fijación Anterior.

- **Joya, San Camilo y Siguas**
- **Pucallpa**
- **Bagua-Jaén**
- **Puerto Maldonado**

Respuesta:

- **Joya San Camilo Siguas:**
De acuerdo con la información oficialmente enviada por SEAL (email 07-01-2011), el requerimiento de demanda de esta carga es la siguiente:

Demanda Eléctrica del Sistema La Joya - San Camilo - Siguas

| Año | Sistema Repartición | | Sistema Majes | | Total Sistema Repartición + Majes | |
|---------|---------------------|-----------------|---------------|-----------------|-----------------------------------|-----------------|
| | kWh | Variación anual | kWh | Variación anual | kWh | Variación anual |
| 2007 | 11,354,353 | 23.68% | 24,945,744 | 19.74% | 36,300,097 | 15.84% |
| 2008 | 14,685,710 | 29.34% | 26,695,269 | 7.01% | 41,380,978 | 14.00% |
| 2009 | 16,799,005 | 14.39% | 30,032,960 | 12.50% | 46,831,965 | 13.17% |
| 2010* | 18,390,853 | 9.48% | 30,577,511 | 1.81% | 48,968,364 | 4.56% |
| 2011 ** | 19,494,304 | 6.00% | 32,412,162 | 6.00% | 51,906,466 | 6.00% |
| 2012 ** | 20,663,962 | 6.00% | 34,356,891 | 6.00% | 55,020,854 | 6.00% |
| 2013 ** | 21,903,800 | 6.00% | 36,418,305 | 6.00% | 58,322,105 | 6.00% |

Se adjunta sustento el sustento correspondiente en el Anexo B.

- **Pucallpa**
De acuerdo con la información oficialmente enviada por ELECTROUCAYALI (email 07-01-2011), el requerimiento de demanda de esta carga es la siguiente:

000014



DEMANDA ELÉCTRICA Y REQUERIMIENTOS DE OFERTA ELÉCTRICA

SISTEMA ELECTRICO PUCALLPA - CAMPO VERDE

| AÑOS | MW | MVA | OFERTA ISA (MVA) | BALANCE (MVA) | DEFICIT DE POTENCIA CONTRATADA (MW) | POT CONTRATADA (MW) ELECTROPERU | POT CONTRATADA (MW) EGENOR DIC -2012 | POT CONTRATADA (MW) EPPSA1 DIC 2012 | POT CONTRATADA (MW) EPPSA2 DIC -2012 | POT CONTRATADA (MW) TOTAL DIC -2012 |
|------|------|------|------------------|---------------|-------------------------------------|---------------------------------|--------------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|-------------------------------------|
| 2011 | 35.5 | 39.4 | 50.0 | 10.6 | -4.5 | 28 | 2.021 | 0.146 | 0.293 | |
| 2012 | 37.6 | 41.8 | 50.0 | 8.2 | -6.6 | | 0.404 | 0.029 | 0.059 | |
| 2013 | 39.9 | 44.3 | 50.0 | 5.7 | -11.9 | 28 | 2.425 | 0.175 | 0.352 | 30.952 |

SISTEMA ELECTRICO AGUAYTIA

| AÑOS | MW | MVA | OFERTA ISA (MVA) | BALANCE (MVA) | DEFICIT DE POTENCIA CONTRATADA (MW) | POT CONTRATADA (MW) ELECTROPERU |
|------|-----|-----|------------------|---------------|-------------------------------------|---------------------------------|
| 2011 | 1.7 | 1.9 | 5.0 | 3.1 | 0.3 | 2 |
| 2012 | 1.8 | 2.0 | 5.0 | 3.0 | 0.2 | |
| 2013 | 1.9 | 2.1 | 5.0 | 2.9 | 0.1 | 2 |

Se adjunta sustento el sustento correspondiente en el Anexo B.

- Bagua-Jaen
Al no tener respuesta de los requerimientos de información se ha mantenido la información de la fijación anterior.
- Puerto Maldonado
De acuerdo con la información oficialmente enviada por ELECTROSURESTE (email 07-01-2011), el requerimiento de demanda de esta carga es la siguiente:

| PROYECCIÓN DE DEMANDA (kW) | | | | |
|----------------------------|-----------|----------|------------------|------------------|
| Sistema | Alim. | 2010 | 2011 | 2012 |
| PUERTO MALDONADO | PM01 | 2,889.10 | 3,052.36 | 3,227.04 |
| | PM03 | 1,174.34 | 1,256.55 | 1,344.50 |
| | PM04 | 1,481.64 | 1,576.26 | 1,677.50 |
| | PM05 | 3,679.50 | 3,929.47 | 4,196.94 |
| | PM06 | 1,533.93 | 2,083.67 | 2,170.51 |
| | PM07 | 1,619.18 | 2,701.45 | 2,784.19 |
| | PM | | 12,377.69 | 14,599.75 |
| MAZUKO | MZ01 | 440.92 | 1,522.00 | 1,625.27 |
| | MZ | | 440.92 | 1,522.00 |

Se adjunta sustento el sustento correspondiente en el Anexo B.

Con relación al proyecto de ampliación de Cajamarquilla (2da etapa), en el folio 123 del Estudio se presenta el cuadro de proyección de demanda; sin embargo, el mismo no coincide con lo considerado en el Cuadro B5 del folio 73 y en el archivo de proyección de demanda (Demanda.xls.). Por esta razón, se debe corregir esta diferencia y/o solicitar nuevamente a la información a la empresa encargada del proyecto con relación al Proyecto Cajamarquilla.

Respuesta

De acuerdo con la información oficialmente enviada por el representante de CAJAMARQUILLA (carta: 4CJ001/001/2011 de fecha 10-01-2011), su proyecto de ampliación entró en operación en noviembre de 2010 y presenta el siguiente requerimiento de demanda total.

| Año | Energía (GWh) | Potencia (MW) ⁽¹⁾ | | Factor de carga (%) | Probabilidad (%) ⁽²⁾ |
|------|---------------|------------------------------|-----|---------------------|---------------------------------|
| | | HP | HFP | | |
| 2010 | 1,005 | 69 | 174 | 0.85 | 100 |
| 2011 | 1380 | 69 | 180 | 0.9 | 100 |
| 2012 | 1380 | 69 | 180 | 0.9 | 100 |
| 2013 | 1380 | 69 | 180 | 0.9 | 100 |

Se adjunta sustento el sustento correspondiente en el Anexo B.

Con relación al proyecto de expansión de la concentradora Cuajone de la empresa Southern Perú, en los folios 78 y 96 del Estudio se menciona su ingreso para el año 2013 con 22 MW; sin embargo, en las fichas que describen todos los proyectos de esta empresa, no se presenta la de este proyecto. En este sentido, corresponde solicitar la ficha del proyecto de expansión de la concentradora Cuajone y con ello confirmar la fecha de entrada del mismo en el 2013.

Respuesta

Efectivamente, el proyecto de expansión de la concentradora Cuajone tiene previsto su ingreso en el 2013 con 22 MW. Se adjunta el sustento correspondiente en el Anexo B.

Con relación al proyecto Constancia de la empresa Norsemont Perú, en el folio 97 del Estudio solo se presenta la proyección de demanda hasta el año 2012 cuando, para la presente regulación; dicha proyección debe ser hasta el año 2013. Adicionalmente, en el Cuadro B5 del folio 73 y en el archivo de proyección de demanda (Demanda.xls), se está considerando el ingreso de este proyecto en el año 2012 cuando la ficha del proyecto que se presenta en el folio 97 se menciona que ingresará en el año 2011. En este sentido,

corresponde solicitar nuevamente la ficha del proyecto Constanca, con la proyección de demanda hasta el año 2013, y con ello confirmar si la fecha de entrada del mismo es en el año 2011 o 2012.

Respuesta

Se solicitó nuevamente la información del proyecto Constanca no habiéndose recibido respuesta. Por ello, se mantiene el criterio de desplazar en un año respecto a la información de la Fijación Tarifaria anterior; además, en el cronograma de ejecución que figura en el mismo documento (folio 97) las actividades de ingeniería y construcción todavía se mantienen en el 2011, por ello se asumió que el ingreso a operación de este proyecto es en el 2012.

Con relación al proyecto Galeno de la empresa Lumina Copper, se ha considerado el ingreso del proyecto en el año 2012 cuando en la anterior regulación informo que ingresaría en el año 2011. En este sentido, corresponde solicitar nuevamente la ficha del proyecto Galeno y con ello confirmar si la fecha de entrada del mismo es en el año 2011 o 2012.

Respuesta

De acuerdo con la información oficialmente enviada por el representante de LUMINA COPPER (email 04-01-2011), el ingreso del proyecto Galeno esta previsto para el año 2014, por lo cual se procedió a reajustar la proyección de demanda. Se adjunta el sustento correspondiente en el Anexo B.

Con relación al proyecto ampliación Quimpac, los valores de proyección de la demanda energía considerada en el Cuadro B5 de folio 73 y en el archivo de proyección de demanda (Demanda.xls), no coinciden con lo informado por la empresa en la ficha de proyecto que se presenta en el folio 100 del Estudio. En este sentido, corresponde corregir esta incongruencia.

Respuesta

Se aplicará los valores mencionados en la comunicación de Quimpac (folio 100 de la propuesta)

| Año | Energía (GWh) | Potencia (MW) | Probabilidad |
|------|---------------|---------------|--------------|
| 2012 | 47 | 26 | 60% |
| 2013 | 185 | 26 | 60% |

Con relación al proyecto Antapacay de la empresa Tintaya, los valores de proyección de la demanda de potencia considerada en el Cuadro B5 del folio 73 y en el archivo de proyección de demanda (Demanda.xls.), no coinciden con lo informado por la empresa en la

ficha de proyecto que se presenta en los folios 102 al 105 del Estudio. En este sentido, corresponde corregir esta incongruencia o en su defecto solicitar a la empresa la proyección de potencia y energía únicamente de este proyecto.

Respuesta

La premisa del modelo de demanda es que los nuevos proyectos se inician en el año +1 (en este caso el 2011), por ello tomando como base el año 2010 se aplican al modelo solamente a los incrementos de demanda hasta el año 2013, tal como se puede observar en el cuadro 2.4.1 (Folio 104 de la propuesta) los incrementos de energía y potencia son; Año 2011 (55-40=15) 2012 (124-55=69).

2.4.1 Proyección de Demanda en Escenario Base.

| Año | Energía (GWh) | Potencia (MW) (1) | | Factor de carga (%) | Probabilidad (%) (2) |
|------|---------------|-------------------|-----|---------------------|----------------------|
| | | HP | HFP | | |
| 2010 | 205 | 40 | 40 | 0.82 | |
| 2011 | 308 | 55 | 55 | 0.7 | |
| 2012 | 620 | 124 | 124 | 0.62 | |
| 2013 | 898 | 108 | 108 | 1.03 | |

La observación gira en torno al valor de potencia del año 2013. No consideramos el valor de potencia para este año porque, tal como se ve, el factor de carga para este año es mayor que 1 (1.03). Lo que se efectuó para remediar esta situación es determinar la verdadera potencia que explica la energía de 898 GWh para ese año, y es así que el valor incremental respecto del año 2012 es 15 MW para el 2013. Tales valores de energía y potencia concuerdan con la hoja de cálculo demanda.xls y las demás referencias.

Con relación al proyecto Mina Justa de la empresa Marcobre, el valor de proyección de la demanda de potencia para el año 2013 considerada en el Cuadro B5 del folio 73 y en el archivo de proyección de demanda (Demanda.xls.) no coinciden con lo informado por la empresa en la ficha de proyecto que se presenta en los folios 108 y 109 del Estudio para el referido año. En este sentido, corresponde corregir esta incongruencia.

Respuesta

Se ha modificado el valor de la demanda del año 2013, siendo el valor correcto 35 MW en lugar de los 25 MW inicialmente descrito.

Con relación al proyecto Toromocho de la empresa Chinalco Perú S.A, en la ficha técnica del proyecto que se presenta en los folios 114 y 115 del Estudio, se establece que el proyecto iniciara su operación a fines del año 2012; sin embargo, de acuerdo con las últimas noticias aparecidas en los medios de comunicación, este proyecto retrasara

su inicio por lo menos en seis meses debido a demoras en las obtención de los permisos. En este sentido, el SUBCOMITE debe solicitar nuevamente información a la empresa Chinalco Perú S.A sobre el retraso del proyecto y su probable nueva fecha de ingreso de operación.

Respuesta

De acuerdo con la información oficialmente enviada por el representante de la MINERA CHINALCO PERU S.A. (email 10-01-2011), el proyecto Toromocho presenta el siguiente requerimiento de demanda.

| Año | Energía (GWh) | Potencia (MW) ⁽¹⁾ | | Factor de carga (%) | Probabilidad (%) ⁽²⁾ |
|------|------------------|------------------------------|-----|------------------------|------------------------------------|
| | | HP | HFP | | |
| 2010 | | | | | |
| 2011 | 35 | 10 | 9 | 40% | 90% |
| 2012 | 44 | 10 | 9 | 50% | 95% |
| 2013 | 131 | 25 | 23 | 60% | 99% |
| 2014 | 1,230 | 156 | 148 | 90% | 99% |
| 2020 | 1,309 | 166 | 158 | 90% | 99% |

Se adjunta el sustento correspondiente en el Anexo B.

Con relación al proyecto Bayovar se deberá presentar el sustento de su carga, dado que el SUBCOMITE solamente se ha limitado a considerar la información proporcionada en la fijación anterior.

Respuesta

De acuerdo con la información oficialmente enviada por el representante de la MINERA MISKI MAYO S.R.L. (email 07-01-2011), la ampliación del proyecto Bayovar está prevista para el año 2012 con 6.8 MW y se procedió con la actualización de la proyección de demanda con los nuevos valores. Se adjunta el sustento correspondiente en el Anexo B.

Por otro lado se deberá presentar el sustento de los aportes de las centrales termoeléctricas de La Pampilla, Oquendo y Atocongo, así como de las centrales hidroeléctricas Yauli- Sacsamarca, La Joya y Roncador (2010 2013).

Respuesta

No se ha recibido mayor información de las referidas centrales por lo que se usan los valores del informe COES para la programación de enero de 2010.

Para la demanda del sistema aislado Tarapoto – Moyobamba – Bellavista que se interconectará con el SEIN en el año 2012, pero

de acuerdo a las informaciones recientes este sistema se encuentra en pruebas de interconexión al SEIN. Por esta razón es necesario que se actualice la información de la fecha de interconexión de este sistema en base a la información del COES-SINAC, así como se solicite las proyecciones de demanda y de oferta que tendrán para el horizonte de la presente regulación.

Respuesta

No se ha recibido información adicional respecto al referido sistema aislado. Sin embargo este subsistema estaba en pruebas durante el mes de diciembre y se ha considerado que a partir del 2 de diciembre de 2010 se interconectó con el SEIN.

- En el modelamiento de los proyectos de generación eléctrica con Recursos Energéticos Renovables (eólicas, biomasa, solares y centrales hidroeléctricas) se le está representado como una disminución de la proyección de demanda de la energía global ; sin embargo, dado que las fechas de entrada de estos proyectos están previstas para el segundo semestre del año 2012, con lo cual tendrían una mayor influencia en la presente regulación, corresponderá mejorar la representación de esta generación ya sea en base de una matriz de energías generables , de manera similar como se hace en el Modelo Perseo para las centrales hidroeléctricas, o en su defecto realizando un descuento de las mismos en la demanda por cada bloque horario y en la barra donde se van a instalar.

En este sentido, se debe pedir información a las empresas encargadas de estos proyectos y propone una mejora en el modelamiento de los mismos para la presente regulación.

Respuesta

No se ha recibido información adicional para elaborar las matrices de energía y para evitar distorsionar con información no precisa preferimos considerarlos como lo realizó el OSINERGMIN en la anterior regulación tarifaria.

- De otro lado con relación a la información contenida en la hoja de cálculo que sustenta la proyección de la demanda "Demanda.xls.", y que aparece en el Cuadro B5 del folio 73 del Estudio, por error no se está sumando la energía prevista para el proyecto de ampliación de

El Brocal. En este sentido, corresponderá corregir este error en la referida hoja de cálculo.

Respuesta

Se ha incluido la energía del proyecto El Brocal a la suma total de energía en la hoja de cálculo de demanda.xls.

Asimismo, los consumos propios de las centrales hidroeléctricas Mantaro y Restitución que aparecen en esta hoja de cálculo no coinciden con los incluidos en el archivo "sinac.chh" para estas centrales. En este sentido, corresponderá corregir esta diferencia de valores

Respuesta

Se procedió a incluir el valor actualizado en la hoja de cálculo demanda.xls.

CENTRALES EXISTENTES Y PROGRAMA DE OBRAS

6. EVALUACION 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 2011 y diciembre 2013.

Considerando que el ingreso de nuevas unidades de generación tiene impacto en la reducción de los costos marginales esperados existe el incentivo para que los generadores tiendan a subdeclarar sus proyectos en cartera y, por tanto, para no informar sus proyectos nuevos de generación; como consecuencia, un estudio que se base, para este fin, únicamente en las declaraciones de la parte interesada resulta insuficiente. El Estudio adolece de este defecto ya que en esta parte incluye solamente consultas escritas efectuadas a los integrantes del COES-SINAC, sin realizar un análisis crítico de la información recibida ni mayor investigación al respecto.

Cabe señalar que, durante las regulaciones efectuadas luego de la promulgación del ya derogado Decreto Supremo N° 010-2004-EM

y la Ley N° 28447, que modificara el periodo de proyección para el cálculo tarifario, se han dado casos de proyectos que no fueron informados oportunamente en las fijaciones de Precios en Barra, que demuestran que la metodología, que se observa, basada únicamente en declaraciones de parte interesada 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.

Respuesta

Considerando que el horizonte del Estudio es hasta Abril del año 2013, el programa de obras factibles de entrar en operación se basa principalmente en la evaluación del grado de avance de la ejecución de los proyectos.

La ejecución de un proyecto de generación no se puede sub-declarar consistentemente por cuanto la información de desarrollo de los proyectos tales como la obtención de derechos de agua, de estudios ambientales, de factibilidad operativa, de obtención de concesiones y autorizaciones, la obtención de financiamiento es información de dominio público. En vista que el programa de obras de generación contiene primordialmente proyectos termoeléctricos y la mayoría de estos en base a Gas Natural, además de la información antes mencionada se ha verificado la existencia o factibilidad de contratos de suministro y transporte de Gas Natural.

6.2 Observaciones Específicas

Es preciso señalar que en el programa de obras no se han considerado proyectos cuya ejecución está decidida y que tienen compromisos de inversión con el Estado Peruano y otros cuyos

contratos de ejecución han sido ya suscritos. Al respecto, el SUBCOMITE deberá efectuar la correspondiente evaluación de factibilidad, presentando el análisis que incluya información técnica y económica, plazos de ejecución y diagnóstico de cada proyecto como parte del programa de obras, considerando especialmente la disponibilidad de centrales basadas en gas natural del proyecto Camisea, tanto en ciclo abierto como en ciclo combinado, de sus integrantes como de nuevos actores, sobre todo teniendo en cuenta que la expectativa de crecimiento de la demanda eléctrica, no sería sostenible, ni viable, sin la expansión de la generación.

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

6.2.1 Presas Chalhuanca y Bamputañe

En el plan de obras de generación que se presenta en el folio 16 del Estudio, se ha considerado el ingreso en mayo 2010 de las presas Chalhuanca (25MMC) y Bamputañe (40MMC) que ha venido desarrollando la empresa EGASA, pero sin presentarse sustento alguno de sus ingresos efectivos. Al respecto, en la información que es COES-SINAC reporta periódicamente de las presas de EGASA (Pillones, El Frayle, Agua Blanca y El Pañe) no se presenta información de estas presas, por lo cual corresponde al SUBCOMITE solicitar a Egasa la información de la fecha de entrada de estos proyectos.

Respuesta

Egasa ha informado que el ingreso de la presa Chalhuanca fue en diciembre de 2009 y el ingreso de la presa Bamputañe fue en enero 2009.

6.2.2 C.T. El Faro

En el estudio no se presenta información de avances del proyecto Central Termoeléctrica "El Faro", que se encuentra a cargo de la empresa SHOUGANG GENERACIÓN ELECTRICA S.A.A. Al respecto en la Fijación anterior se informó que el proyecto tenía como etapas de desarrollo el ciclo simple con diesel en el 2011, luego el ciclo simple con gas natural en el 2012, para después pasar a ciclo combinado con gas natural a finales del 2012. En ese sentido, se debe solicitar información a la empresa sobre sus avances en los estudio del proyecto, en la tramitación de los permisos, en la firma de contratos de suministros de gas natural, en la firma de contratos de venta de energía, así como otros aspectos que se consideren necesarios para la evaluación.

Repuesta

Las razones que fundamentan la exclusión en el presente estudio, en su segunda y tercera etapa de la C.T El Faro son las siguientes.

- No hemos recibido mayor información sobre este proyecto.
- El horizonte de estudio comprende el periodo entre mayo 2010 – abril 2013.
- Este proyecto impulsado por Shougesa, carece de contratos de suministro y de transporte de gas natural, elementos críticos para la ejecución de dicho proyecto.
- Por otra parte, el estudio de Tarifas de Transporte 2010-2012 presentado por TGP no considera a este proyecto. Asimismo, la capacidad prevista a partir del año 2011 para la distribución de Ica (Transcogas Perú) no sería suficiente para atender la CT El Faro.
- Adicionalmente, el proyecto CT El Faro no cuenta, ni está en trámite, la autorización ante el MINEM.

6.2.3 Ciclo Combinado de C.T. Chilca 1

La empresa Enersur S.A.A. está desarrollando el proyecto de ciclo combinado de la Central Termoeléctrica Chilca 1, que a través de la Resolución Ministerial 179-2010 – EM del 29.04.2010, modificó su autorización de generación para la implementación de este proyecto en un plazo de 40 meses, por lo cual estaría dentro del horizonte de la presente regulación. Por las razones expuestas, el SUBCOMITE deberá solicitar la información necesaria de este proyecto, a fin de determinar con el debido sustento la inclusión o no en el programa de obras de generación del Estudio.

Respuesta

Mediante carta ENR/010-2011 de fecha 10-01-2011, la empresa Enersur S.A. ha manifestado que el proyecto de ciclo combinado de la C.T. Chilca 1 tiene previsto su ingreso en agosto del 2013 y teniendo en cuenta que el horizonte estudio comprende mayo 2011 – abril 2013 el ingreso en operación comercial de este proyecto está fuera del periodo indicado.

En Anexo D se adjunta la ficha correspondiente del proyecto.

6.2.4 Central Térmica de Reserva de ELECTROPERU

EN los folios 186 a 188 la empresa ELECTROPERU S.A informa que se encuentra desarrollando el proyecto de una central térmica de reserva de 200 MW en la zona de Lima y que prevé ingresará en el año 2013, en ese sentido, el SUBCOMITE deberá solicitar una mayor información sobre este

proyecto, a fin de evaluar determinar con el debido sustento su inclusión o no en el programa de obras de generación del Estudio.

Respuesta

De acuerdo con la información enviada por el representante de ELECTROPERU (email 05-10-2010) el ingreso de la central térmica de reserva esta previsto para el último trimestre del 2013, y teniendo en cuenta el horizonte de estudio comprendido entre mayo 2011 – abril 2013, el ingreso en operación comercial de este proyecto está fuera del mismo.

6.2.5 Reserva Fría de Generación

Con fecha 25 de noviembre de 2010 se realizó la adjudicación de la Reserva Fría de Generación, llevada a cabo por PROINVERSION, donde las empresas adjudicadas fueron Empresa Eléctrica de Piura S.A. y Enersur S.A.A. que deben instalar en los próximos 32 meses centrales de generación de 200 MW en la zona de Talara y de 400 MW en la zona de Ilo, respectivamente. En este sentido, el SUBCOMITE deberá solicitar a estas empresas adjudicadas información sobre el cronograma de implementación de estos proyectos y los avances que a la fecha vienen teniendo, con la finalidad de evaluar su inclusión o no en el programa de obras de generación del Estudio.

Respuesta

De acuerdo con la información enviada por el representante de ENERSUR (carta ENR/010-2011 de fecha 10-01-2011) el ingreso de la central térmica de reserva fría de Ilo está prevista para setiembre del 2013, y teniendo en cuenta el horizonte de estudio comprendido entre mayo 2011 – abril 2013 el ingreso en operación comercial de este proyecto está fuera del mismo.

En Anexo D se adjunta la ficha correspondiente del proyecto.

De acuerdo con la información enviada por el representante de EEPISA (email 11-01-2011) la central de reserva fría de Talara tiene previsto su puesta en operación para setiembre de 2013, y teniendo en cuenta el horizonte de estudio comprendido entre mayo 2011 – abril 2013. El ingreso en operación comercial de este proyecto está fuera del mismo.

En Anexo D se adjunta email de sustento.

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

7.1 Observación General

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.

Respuesta

Efectivamente, el Estudio no incluye proyectos de generación cuyos propietarios autorizados o concesionarios no son integrantes del COES SINAC debido a que las fechas de ingreso previstos para estos proyectos se encuentran fuera del horizonte de la presente fijación tarifaria. No obstante se analizó aquellos proyectos factibles de ingreso durante el periodo de análisis del presente Estudio, siendo los siguientes:

| Nº Carta | Compañía | Proyecto |
|--------------|-----------------------|--|
| SCG_024_2010 | TERMOCHILCA S.A.C. | Central térmica Santo Domingo de Olleros |
| SCG_025_2010 | FENIX POWER PERÚ S.A. | Central térmica Fenix |
| SCG_001_2011 | BPZ ENERGY INC | Central Térmica Nueva Esperanza |
| SCG_002_2011 | HUANZA GENERACION | Central Hidraulica Huanza |

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

7.1.1 Ciclo combinado C. T. Santo Domingo de los Olleros

La empresa Termochilca S.A tiene a cargo el proyecto de la Central Termoeléctrica Santo Domingo de los Olleros, que se desarrollara en la zona de Chilca que consta de dos etapas, siendo la primera etapa la operación en ciclo simple con 200 MW y la segunda etapa la conversión a ciclo combinado con 300 MW. Al respecto, la empresa viene tramitando el Plan de Manejo Ambiental (PMA) en el Ministerio de Energía y Minas para posteriormente solicitar la modificación de la autorización de generación e incluir la segunda etapa, por lo cual es necesario que el SUBCOMITE solicite la información pertinente y realice el análisis correspondiente para determinar la inclusión del presente proyecto en el programa de obras.

Respuesta

Mediante email de fecha 22 de octubre de 2010, Termochilca ha comunicado al Subcomité que tiene previsto su ingreso en ciclo simple el 31-05-2012. Sin

embargo considerando el retraso de la ampliación del gasoducto de Camisea en más de un año no sería factible la entrada en operación de esta central sino hasta mediados del 2013 lo que lo ubica fuera del horizonte de la presente fijación.

7.1.2 CT Nueva Esperanza

La empresa BPZ Energy Inc, Sucursal Perú, tiene a cargo el proyecto de la Central Termoeléctrica Nueva Esperanza, que se desarrollara en el departamento de Tumbes, que viene tramitando el Plan de Manejo Ambiental (PMA) en el Ministerio de Energía y Minas y que , entre otras cosas, busca reducir la capacidad del proyecto de 160 MW a 135 MW, por el hecho de reemplazar las dos turbinas GE Frame 7EA de 80 MW c/u, por tres turbinas GE LM-6000 de 45 MW c/u y posteriormente solicitar la autorización de generación . En este sentido, es necesario que el SUBCOMITE solicite la información pertinente y realice el análisis correspondiente para determinar la inclusión del presente proyecto en el programa de obras.

Respuesta:

De acuerdo con la información enviada por el representante de BPZ ENERGY INC. esta central tiene previsto su inicio de pruebas en el primer semestre del 2013, sin embargo considerando que en la ficha del proyecto indican que el cierre del financiamiento sería el primer trimestre del 2012, asumiendo un periodo usual de 18 meses para la etapas de contratación, ejecución, y pruebas podemos estimar que la entrada en operación de esta planta sería en el cuarto trimestre del 2013 lo que lo ubica fuera del horizonte de estudio.

En Anexo D se adjunta la ficha correspondiente del proyecto.

7.1.3 CH Huanza

La empresa de generación Huanza S.A está desarrollando el proyecto de la Central Hidroeléctrica Huanza que, a través de la Resolución Suprema 022-2010 – EM del 21.02.2010, modifico su contrato de concesión de generación para la puesta en operación de este proyecto en el mes de febrero de 2013, por lo cual estaría dentro del horizonte de la presente regulación. Por las razones expuestas, el SUBCOMITE deberá solicitar la información necesaria de este proyecto, a fin de determinar con el debido sustento su inclusión o no en programa de obras de generación del Estudio.

Respuesta:

De acuerdo con la información enviada por el representante de la EMPRESA DE GENERACION HUANZA S.A. (email 11-01-2011) se tiene esta central inició su

construcción en marzo de 2010, que la etapa de construcción tomara 34 meses aproximadamente, que cuenta con el 80 % del financiamiento, que no tiene definido el 20% restante del financiamiento, y que no tiene contratos de energía comprometidos, por lo tanto estimamos que su puesta en operación sería en el tercer trimestre del 2013 por lo cual está fuera del horizonte de estudio.

En Anexo D se adjunta la ficha correspondiente del proyecto.

7.1.4 Central Pías 1

La empresa de Agua y Energía Perú S.A está desarrollando el proyecto de la Central Hidroeléctrica Pías 1 que, en el plan de obras de generación, se ha considerado su ingreso efectivo. Al respecto, la Resolución Ministerial 161-2010 EM del 16.04.2010 modificó el contrato de concesión de generación de este proyecto, estableciendo su puesta en operación en el mes de febrero de 2012, por lo cual corresponde al SUBCOMITE solicitar la información necesaria de los avances de este proyecto, a fin de determinar su fecha de entrada.

Se ha solicitado la información necesaria de este proyecto pero no se obtuvo respuesta. Por lo tanto, se está considerando la fecha contractual indicada (febrero de 2012). Esta central está modelada como un descuento en la demanda.

7.1.5 Proyectos de Generación RER

En el estudio no se ha incluido dentro de los proyectos de generación con Recursos Energéticos Renovables (RER), el proyecto de la Central Hidroeléctrica Chancay, que fue adjudicada en la primera convocatoria del proceso de subasta de suministro de electricidad con un recurso energético renovable y de la Central Hidroeléctrica Las Pizarras, que fue adjudicada en la segunda convocatoria del proceso de subasta de suministro de electricidad con recursos energéticos renovables. En este sentido, corresponde incluir estos proyectos dentro del programa de obras de generación.

Se ha incluido la central Las Pizarras con fecha de operación comercial en enero de 2013 con 18 MW de potencia efectiva. Sin embargo no así la Central Hidroeléctrica Chancay debido a que su representante no acepta la adjudicación obtenida. Se adjunta el acta correspondiente en Anexo D.

8. PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN

Con relación a la información del programa de obras de transmisión que se propone en el Cuadro N° 4.4 que se presenta en el folio 18 del Estudio, se observa lo siguiente

- **Se ha incluido la línea en 138 KV Tocache Bellavista con fecha de ingreso enero 2012; sin embargo según la información de la empresa ELECTRO ORIENTE S.A encargada del proyecto, dicha línea se encuentra interconectada en etapa de pruebas, Por lo tanto, debe solicitarse información a esta empresa sobre la fecha de ingreso de la línea.**

Respuesta:

Se ha verificado que dicha Línea se encuentra interconectada desde el 2 de diciembre del 2010, por lo que se procedió a su actualización en el modelo de simulación.

- **Se incluido la línea en 220 kV de Pomacocha- Carhuamayo con fecha de ingreso enero 2013; sin embargo, de acuerdo con el contrato, el plazo para la Puesta en Operación Comercial es de 24 meses contados a partir de su suscripción, ocurrida el 27 de setiembre de 2010, por lo que la fecha de ingreso de la línea sería en setiembre de 2012. En este sentido, se debe solicitar información a la empresa encargada del proyecto sobre la fecha de entrada de línea**

Respuesta:

Se ha verificado que esta línea a esta cargo de REP y que cuenta con 24 meses para su construcción, la misma que no presenta novedades que impliquen una postergación. Por lo que la puesta en operación comercial sería en setiembre 2012.

- **Se ha incluido la línea en 220 kV de Carhuaquero – Corona con fecha de ingreso diciembre de 2010; sin embargo de acuerdo con las informaciones que se tiene, esta línea presenta problemas sociales, por lo que se deberá solicitar información sobre los avances del proyecto y la fecha probable de ingreso.**

Respuesta

Se ha solicitado información sobre los avances del proyecto y se ha confirmado que la línea presenta problemas sociales y no tiene un cronograma de ejecución. Actualmente se está buscando otras rutas para sustituirla. Sin embargo Procedimos a considerar el supuesto del COES en su programación mensual de diciembre 2010, en el que esta línea sería reemplazada por un enlace entre Cajamarca - Carhuaquero 220 kV.

- **Se ha incluido el ingreso de la línea en 220 kV Conococha – Paragsha para noviembre 2010; sin embargo, a la fecha no se tiene información de su ingreso efectivo, por lo cual el SUBCOMITE debe**

solicitar información a la empresa a cargo del servicio para confirmar la fecha de ingreso.

Respuesta

De acuerdo con el MEM esta línea estaría en operación comercial dentro de dos meses.

- El Plan de Transmisión propuesto por el Subcomité de Generación no tiene concordancia con el Plan de Transmisión Propuesto por el Subcomité de Transmisión.

Respuesta

De acuerdo con la información oficialmente enviada por el representante de REP (email 12-01-2011) el programa de obras para la presente fijación de tarifas es el siguiente.

Plan de Obras REP Y CTM

| FECHA DE INGRESO | PROYECTO | Empresa |
|------------------|--|--------------|
| Ene-13 | L.T. Machupicchu - Abancay - Cotaruse 220 kV - 180 MVA | TRANSMANTARO |
| Mar-11 | L.T. Chilca - La Planicie - Zapallal 220kV (doble terna) | TRANSMANTARO |
| Mar-11 | L.T. Chilca - Zapallal 500 kV (simple circuito) | TRANSMANTARO |
| Abr-11 | L.T. Independencia - Ica 220 kV | TRANSMANTARO |
| Sep-12 | L.T. Pomacocha - Carhuamayo 220 kV | TRANSMANTARO |
| Ago-12 | L.T. Talara - Piura 220 kV | TRANSMANTARO |
| Ago-12 | L.T. Zapallal - Trujillo 500 kV | TRANSMANTARO |
| Ago-11 | L.T. Chiclayo Oeste – Piura Oeste 220 kV (segunda terna) | REP |
| Sep-11 | L.T. Independencia – Ica 220 kV (1) | REP |
| Sep-11 | L.T. Ica – Marcona 220 kV (1) | REP |
| Jul-11 | Repotenciación L.T. Mantaro - Socabaya 505 MVA (2) | TRANSMANTARO |
| Jul-11 | S.E. Cotaruse 220 kV – 2 reactores 50 MVAR | TRANSMANTARO |
| Jul-11 | S.E. Socabaya 220 kV - SVC -300/100 MVAR | TRANSMANTARO |
| Ene-12 | Adecuación integral SS.EE. Chavarria, San Juan Santa Rosa, Ventanilla y Zapallal (3) | REP |
| Ene-11 | Ampliación Transformador S.E. Azangaro -138/60/22,9/10 kV (*) | REP |
| Ene-11 | Ampliación Transformador S.E. Quencoro -138/34,5/10,5 kV (*) | REP |
| Ene-11 | Ampliación Transformador S.E. Piura Oeste -220/60/10 kV (*) | REP |
| Ene-11 | Ampliación Transformador S.E. Trujillo Norte -138/22,9/10 kV (*) | REP |
| Ene-11 | S.E. Trujillo Norte -Banco de Capacitores 15 MVAR, 10 kV (*) | REP |
| Ene-11 | Ampliación Auto Transformador S.E. Tingo Maria -220/138/10 kV (*) | REP |

(1) Ampliación de capacidad de transmisión a 180 MVA

(2) La repotenciación incluye la ampliación de la compensación serie a 65 %, la adición de 2 reactores de 50 MVAR en la S.E. Cotaruse y la instalación de un SVC de 300 MVAR Capacitivos y 100 MVAR Inductivos en la S.E. Socabaya 220 kV.

(3) La adecuación consta del reemplazo de los equipos existentes de las subestaciones con el fin de soportar las nuevas condiciones de crecimiento del nivel de cortocircuito derivadas del desarrollo del sistema de transmisión 220 kV y 500 kV y de los nuevos proyectos de generación eléctrica.

(*) Ampliación 5 REP

En Anexo D se adjunta comunicación enviada por el representante de REP.

COSTOS VARIABLES DE CENTRALES TÉRMICAS

9. TASA DE GASTOS FINANCIEROS POR STOCK DE COMBUSTIBLES

El SUBCOMITE no ha presentado el sustento de la tasa Libor considerada en el Estudio para la tasa de financiamiento a aplicarse para mantener el stock de combustibles. Por este motivo, se solicita al SUBCOMITE presentar el sustento correspondiente de la información de esta tasa; asimismo, es necesario precisar que el valor de esta tasa Libor será actualizado al mes de marzo de 2011, conforme al Artículo 50° de la LCE.

Respuesta

Se ha actualizado la tasa libor al 05 de enero 2011 conforme a lo publicado en el Diario Gestion. Se adjunta la nota respectiva en Anexo B.

10.- INCLUSION DEL IMPUESTO SELECTIVO AL CONSUMO DE CARBON

El SUBCOMITE ha incluido , dentro del Estudio los impuestos Selectivos al Consumo (ISC) para el precio del Carbón, tomando como referencia el Decreto Supremo N° 211-2007 EF que establece que a partir del año 2011 la Hulla (Carbón) tendrá un ISC de 70 soles/ Tonelada.

En este caso habría que precisar que conforme lo ordena el Artículo 124° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, el precio del carbón que se incluye en las fijaciones de Precios en Barra corresponde al precio de referencia de importación de este combustible, que publica OSINERGMIN. En este caso, de acuerdo con el Artículo 3° del “Procedimiento para la Determinación de los Precios de Referencia de Energéticos usados en Generación Eléctrica”, que se aprobó con la Resolución OSINERG N° 062-2005-OS/CD, en el cálculo del precio de referencia del carbón se incluye el ISC que a la fecha corresponde al valor de cero.

En este sentido, no corresponde incluir el ISC del precio de carbón en este proceso de fijación, en la forma que propone el SUBCOMITE, dado que cuando venza la exoneración a este combustible, el mismo ya será incluido

en su precio de referencia que se utiliza en la actualización de las tarifas de electricidad.

Respuesta.

Estamos de acuerdo y se actualizó el valor correspondiente a enero de 2011.

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 de gas natural para todo el año 2010. Por lo expuesto, se solicita al SUBCOMITE actualizar los consumos de gas natural.

Respuesta

Se ha actualizado la estimación del precio de gas natural considerando el consumo del gas natural de todo el 2010. En Anexo G se adjunta los consumos de gas de los agentes.

12. ACTUALIZACIÓN DE LOS 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.

Así mismo, en el caso de la C.T Las Flores se ha consignado como valor fijo el precio de gas natural en boca de pozo, cuando lo correcto es aplicar las formulas de actualización de precio como al resto de centrales; por otro lado, al precio de transporte del gas natural se le ha adicionado un valor de 3,505 que no correspondería. En este sentido, se debe corregir el cálculo del referido precio.

Respuesta:

Los precios de gas natural (cuadro 5.3 del Informe) fueron actualizados a enero 2011 con la información remitida por los agentes.

Respecto al precio de gas de la CT Las Flores, a la fecha la central cuenta con un Contrato de Suministro de Gas Natural N° 083273, firmado el 22 de febrero de 2010 (se adjunta contrato correspondiente) en que se establece de acuerdo a la Resolución OSINERGMIN N° 262-2009-OS/CD la categoría tarifaria aplicable es GE2 y cuyo volumen contratado de 1 300 000.00 m3 std/día y al precio de 2.5767 US\$/MMBTU.

En Anexo E se adjunta el sustento correspondiente.

13. CONSUMOS ESPECÍFICOS

El SUBCOMITE ha modificado los consumos específicos de las unidades TV1 de la C.T. San Nicolás y Mak1 de la C.T. de Tumbes, sin embargo los valores considerados no coinciden con los resultados de las pruebas de potencia efectiva y rendimiento que se presentan en los folios 138 y 142 del Estudio, respectivamente. En este sentido, corresponde corregir estos valores o presentar el sustento de esta diferencia.

Respuesta

En el caso de la Unidad TV1 de la CT San Nicolás se ha sustituido el consumo específico de 0.312 gr/kWh a 0.328 gr/kWh

En el caso de la CT Tumbes se ha sustituido el consumo específico de de 0.2088 gr/kWh a 0.2173 gr/kWh.

14. MODIFICACIONES POTENCIA EFECTIVA Y CONSUMO ESPECÍFICO

El SUBCOMITE ha modificado los consumos específicos sin presentar el sustento respectivo de las siguientes unidades:

TG3 de la CT Chimbote
 TG2 de la CT Aguaytía
 TG3 de la CT Ventanilla
 TG1 y TG2 de la central Chilca I
 CT Piura
 CT Chiclayo

Por esta razón, se solicita la presentación del sustento correspondiente de los valores de potencias efectivas y consumos específicos considerados en el Estudio.

Respuesta:

En el Anexo C, se adjunta el sustento respectivo de las unidades mencionadas.

15. MODIFICACIÓN DE PODERES CALORÍFICOS

El SUBCOMITE ha modificado los poderes caloríficos superior e inferior de las Centrales Termoeléctricas: Aguaytía, Pisco, Independencia sin haber presentado el sustento respectivo. Por este motivo, se solicita la presentación del sustento correspondiente a los valores considerados.

Respuesta:

Los valores de poder calorífico fueron tomados de la hoja de cálculo de costos variables del COES y se han actualizado a la primera semana del mes de enero 2011.

16. POTENCIA EFECTIVA DE LA CENTRAL TAPARACHI

La potencia efectiva de la CT Taparachi considerada en la propuesta, no coincide con los valores que se consigna en el folio 127 del Estudio. En este sentido, corresponde corregir estos valores

Respuesta:

Se ha modificado el valor de la potencia efectiva de la unidad Skoda I de dicha central de 0.432 MW a 0.492 MW. Con lo que la potencia efectiva de la CT Taparachi se modificó de 4.26 MW a 4.32 MW.

17. COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE (CVNC)

17.1 Empleo de Procedimientos COES

El SUBCOMITE señala en el folio 24 del Estudio, haber considerado los Costos Variables No Combustible (CVNC) calculados en aplicación de los Procedimientos N° 32 y 34 del COES que fueron aprobados por el Ministerio de Energía y Minas con fecha 19.02.2006.

Al respecto, la aplicación de estos procedimientos para la regulación de tarifas fueron observados en las anteriores regulaciones, entre otras cosas, porque la determinación del CVNC se realizaba sobre la base de un promedio ponderado por el número de arranques en el caso de turbinas a gas, que conlleva a un sesgo implícito, toda vez que se estaría asignando a cada escenario una probabilidad de ocurrencia igual a su número de arranques entre la suma del número de arranques de todos los escenarios evaluados, cuando lo más razonable era considerar escenarios de ocurrencia real; así como, no se consideraba los precios eficientes de mercado, ni las recomendaciones del boletín de servicio del fabricante, llevando a que para la determinación del CVNC de unidades de un mismo modelo se utilicen costos y frecuencias diferentes.

En este caso, es importante señalar que 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. Asimismo, en la referida resolución se estableció que en un plazo de ciento ochenta (180) días calendario contados a partir

del día siguiente de su publicación , las empresas integrantes del COES que no tengas aprobados sus estudios de CVNC de sus unidades termoeléctricas deben actualizar sus costos de acuerdo con lo establecido en la modificación del Procedimiento Técnico N°34; mientras que para el resto de unidades esta actualización se realizara en los plazos en que venzan sus anteriores estudios.

En este sentido, el SUBCOMITE debe solicitar al COES que le alcance la información de las unidades generadoras que han actualizado su estudio CVNC de acuerdo con lo establecido en la modificación de 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

Respuesta

Se ha mantenido los CVNC resultantes de aplicar los procedimientos N° 32 y N° 34 del COES –SINAC debidamente aprobados por el MINEM.

Respecto a la reciente modificación del procedimiento N° 34 se ha verificado que todavía no se tiene casos de actualización de costos de acuerdo a las modificaciones del mismo.

PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA

18. MODIFICACION EN LOS ARCHIVOS DE DATOS DEL MODELO PERSEO

18.1 Archivo GTT

El SUBCOMITE ha considerado el retiro de la TG1 de la CT Chimbote desde enero de 2010 cuando lo correcto es que se retire desde abril 2010, conforme se menciona en el folio 167 del Estudio. Por este motivo, se debe corregir la fecha de retiro de esta unidad.

Respuesta:

Se ha modificado la fecha de retiro de esta unidad a abril de 2010.

Así mismo, los datos de potencia y rendimiento de la unidad TG7 de la C.T. Santa Rosa, cuando opera con diesel, no coinciden con los valores descritos en la hoja 5.7A del archivo “cuadro 5.7.xls” que se adjunta en el Estudio. En este sentido, corresponde definir cuáles son los valores correctos de esta unidad.

Respuesta:

La potencia y el rendimiento de la TG7 de la C.T Santa Rosa cuando opera con diesel son 121.331 MW y 0.2576 ton/MWh respectivamente, los mismos que se encuentran descritos en la hoja 5.7A del archivo “cuadro 5.7.xls

18.2 Archivo CMB

El valor del costo de combustible de la unidad TG8 de la CT Santa Rosa (CMB-19), no coincide con el valor descrito en hoja 5.7A del archivo "cuadro 5.7.xls" que se adjunta en el Estudio. EN este sentido corresponde definir cuál es el valor correcto.

Respuesta:

De acuerdo con la información oficialmente enviada por el representante de EDEGEL (Email 12-01-2011) las unidades que operan a base de gas natural presentan lo siguiente relación de precios.

| DESCRIPCION | UNIDAD | Ventanilla | Santa Rosa 2 Tg 8 | Santa Rosa |
|---|----------------------------|---------------|----------------------|---------------|
| Precio Boca de Pozo (contrato Generador - Productor) | US\$/MMBTU | 1.4290 | 1.5043 | 1.5043 |
| Precio Boca de Pozo actualizado | US\$/MMBTU | 1.4290 | 1.5043 | 1.5043 |
| Precio Base Transporte (OSINERGMIN) | US\$/millar m ³ | 31.4384 | 31.4384 | 31.4384 |
| Precio Transporte | US\$/MMBTU | 0.7950 | 0.7987 | 0.8880 |
| Precio Base Distribución (OSINERGMIN) | US\$/millar m ³ | 5.1755 | 5.1755 | 5.1755 |
| Precio Distribución | US\$/MMBTU | 0.1297 | 0.1303 | 0.1449 |
| PRECIO TOTAL (Boca de pozo + Transporte + Distribución) | US\$/MMBTU | 2.3537 | 2.4333 | 2.5372 |

En Anexo E se adjunta el sustento correspondiente.

18.3 Archivo EMB

El SUBCOMITE ha considerado dentro del archivo "sinac.emb" el ingreso de la laguna Corani en el mes de diciembre de 2011 con 24.5 MMC, cuando de acuerdo con la información entregada por la empresa San Gabán, encargada del proyecto, que se presenta en el folio 193 del Estudio, se prevé la entrada de esta laguna en dos etapas, siendo la primera en diciembre de 2010 con 14 MMC y la segunda en diciembre 2011 con 10.5 MMC. En este sentido, corresponde corregir la representación de esta laguna.

Asimismo, en los folios 27 y 28 del Estudio, se menciona que debido a los altos volúmenes de los embalses para el 01 de enero de 2010, el criterio de mantener volúmenes finales igual a los volúmenes iniciales hace que el Modelo Perseo no encuentre una solución factible, por lo cual han optado por reducir el volumen final del lago Junín al 39% del volumen inicial, mientras que el resto de embalse se redujo al 70%.

Al respecto, cuando se presentan los problemas de infactibilidad que se menciona en el Estudio, lo correcto sería revisar cuales son las variables y/o restricciones que originan este problema con la finalidad de corregir ya sea en el modelamiento que se está dando o en los datos que se incluyen para estas variables, como por ejemplo en el archivo "sinac.emb" se

observa que los embalses Paron y Aguashcocha presentan volúmenes iniciales superiores a sus volúmenes máximos, por lo cual hay una incongruencia en los datos ingresados.

En este sentido, el SUBCOMITE antes de disminuir el volumen final como lo propone en el Estudio, deberá previamente revisar cuales son las variables y/o restricciones que están originando que la optimización no sea factible, con la finalidad de corregir y mejorar el modelamiento del mismo.

Respuesta

Respecto a la modelación de la laguna Corani, se ha corregido la entrada en dos etapas 14 MMC en diciembre 2010 y 10.5 MMC en diciembre 2011.

Respecto al embalse Parón, los volúmenes que se manejaron siempre estuvieron referidos al nivel normal de operación del embalse Parón, siendo en este caso el nivel máximo normal de operación es de 39.182 hm³, lo que ha ocurrido es que el 2009 fue un año extraordinario en la laguna y llegó a niveles por encima de la cota normal 4185 msnm pero debajo del nivel de agua máxima (cota 4190 msnm).

De acuerdo a la última batimetría efectuada el volumen máximo es 47.792 hm³, que corresponde a la cota 4190 msnm, como se puede observar en el siguiente cuadro.

| | |
|---------|--------|
| 4189.97 | 47.738 |
| 4189.98 | 47.756 |
| 4189.99 | 47.774 |
| 4190.00 | 47.792 |
| 4190.01 | 47.809 |
| 4190.02 | 47.827 |
| 4190.03 | 47.845 |
| 4190.04 | 47.863 |
| 4190.05 | 47.881 |
| 4190.06 | 47.898 |
| 4190.07 | 47.916 |
| 4190.08 | 47.934 |
| 4190.09 | 47.952 |
| 4190.10 | 47.970 |

Es necesario indicar que el volumen a fin de mes de diciembre 2009 en Parón fue de 43.23 hm³ como se muestra en el siguiente cuadro.

| Año | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Agost | Set | Oct | Nov | Dic | Prom |
|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1992 | | | | | | | 16.73 | 11.96 | 10.59 | 7.44 | 11.39 | 10.55 | 11.44 |
| 1993 | 15.04 | 21.17 | 26.94 | 31.36 | 34.34 | 34.97 | 27.91 | 17.77 | 9.97 | 11.46 | 15.02 | 19.48 | 22.12 |
| 1994 | 25.55 | 30.89 | 37.12 | 41.23 | 43.31 | 38.86 | 27.06 | 15.83 | 8.75 | 3.86 | 4.88 | 9.31 | 23.89 |
| 1995 | 15.01 | 20.35 | 25.82 | 31.22 | 34.73 | 35.83 | 30.17 | 22.72 | 10.19 | 5.90 | 10.07 | 15.26 | 21.44 |
| 1996 | 21.13 | 26.06 | 31.57 | 36.93 | 39.83 | 40.86 | 38.95 | 23.04 | 8.62 | 3.43 | 3.34 | 7.13 | 23.41 |
| 1997 | 12.15 | 16.40 | 22.01 | 25.15 | 27.68 | 27.77 | 23.39 | 10.73 | 3.89 | 3.12 | 9.36 | 16.77 | 16.53 |
| 1998 | 25.98 | 36.22 | 40.98 | 44.91 | 49.42 | 50.57 | 42.68 | 31.46 | 25.08 | 28.76 | 33.50 | 36.23 | 37.15 |
| 1999 | 40.73 | 47.00 | 50.13 | 52.21 | 52.35 | 50.98 | 46.29 | 33.40 | 20.64 | 14.21 | 12.92 | 14.46 | 36.28 |
| 2000 | 15.99 | 21.60 | 27.81 | 30.92 | 32.27 | 33.92 | 28.70 | 15.52 | 4.22 | 1.36 | 1.76 | 6.14 | 18.35 |
| 2001 | 12.25 | 16.83 | 23.31 | 26.45 | 28.70 | 29.49 | 24.27 | 8.34 | 5.09 | 4.20 | 8.89 | 14.94 | 16.90 |
| 2002 | 20.95 | 26.03 | 32.52 | 37.07 | 39.28 | 32.17 | 26.79 | 11.29 | 1.33 | 3.17 | 7.37 | 13.18 | 20.93 |
| 2003 | 19.31 | 25.39 | 31.36 | 36.42 | 38.00 | 38.25 | 26.16 | 13.94 | 4.09 | 1.78 | 2.65 | 8.34 | 20.47 |
| 2004 | 12.75 | 17.45 | 22.28 | 26.52 | 28.87 | 20.05 | 10.89 | 1.56 | 0.86 | 1.97 | 7.48 | 13.66 | 13.70 |
| 2005 | 20.54 | 26.59 | 34.22 | 38.56 | 39.99 | 35.18 | 26.87 | 16.78 | 5.81 | 2.86 | 3.41 | 8.75 | 21.63 |
| 2006 | 11.72 | 17.29 | 23.40 | 28.94 | 32.32 | 32.76 | 25.20 | 14.68 | 4.11 | 3.57 | 5.72 | 10.83 | 17.55 |
| 2007 | 17.43 | 23.29 | 29.06 | 34.03 | 36.12 | 35.63 | 34.77 | 28.85 | 24.58 | 22.20 | 21.46 | 17.15 | 27.05 |
| 2008 | 19.15 | 22.91 | 26.73 | 30.02 | 31.31 | 31.48 | 29.91 | 29.44 | 29.00 | 29.32 | 30.74 | 31.69 | 28.47 |
| 2009 | 33.85 | 36.14 | 38.80 | 41.02 | 42.35 | 42.75 | 42.56 | 42.10 | 41.76 | 41.59 | 41.97 | 43.23 | 40.68 |
| omedio | 19.97 | 25.39 | 30.83 | 34.88 | 37.11 | 35.97 | 30.15 | 19.85 | 12.23 | 10.75 | 12.97 | 16.86 | 23.91 |

Para el caso de Aguascocha el nivel normal de operación (NAMO) es 4277.50 msnm con un volumen de 7.809 hm³ y el volumen extraordinario (NAME) producido cuando existe excedente de agua es en la cota 4278.36 msnm con un volumen de 9.562hm³.

En relación a las infactibilidades encontradas con la utilización del modelo PERSEO, precisamos que la infactibilidad se origina en la satisfacción de restricciones a demandas de agua y riego y con series hidrologías con comportamiento seco, ello se agrava más aún cuando se tiene un volumen inicial cerca de su cota máxima al cual al término del periodo de simulación debe ser el mismo volumen. La forma tradicional de resolver esta situación fue reducir los porcentajes de demandas de riego y agua potable, los cuáles en la escala valorativa del uso del agua no son coherentes, pues la generación de energía eléctrica está en segundo orden.

18.4 Archivo CHH

El SUBCOMITE ha considerado en el archivo "sinac.chh" que cuando ingrese el proyecto de rehabilitación de la segunda etapa de C.H , Machupicchu, en febrero 2012, el caudal de toda la central será de 45 m³/s y con un coeficiente de producción de 3.1 MW/m³/s, cuando en la ficha del proyecto presentado por la empresa EGEMSA, los folios 180 a 183 del Estudio, se menciona que el caudal de diseño del mismo es de 31 m³/s, por lo cual se podría entender o que se sumara al caudal de la primera etapa, por lo que el caudal de toda la central sería 61m³/s o que el caudal de la central pasaría de 30 m³/s a 31 m³/s; no obstante, no se encuentra como se llega a los 45 m³/s que se propone . En ese sentido, para evitar interpretaciones erradas, se debe solicitar a EGEMSA la información sobre el esquema topológico de la central y como esta operara cuando ingrese el proyecto de rehabilitación de su segunda etapa.

Asimismo, se debe solicitar información a la empresa Duke Energy Egenor sobre la operación actual del G4 de la C.H. Carhuaquero, debido a que cuando ingreso en operación esta unidad, la referida empresa informo que su operación se realizara solo cuando el caudal del rio Chancay supere los 24 m³/s, lo que equivale a decir, solo en épocas de avenida; sin embargo, desde la adjudicación de buena pro que recibió esta unidad en la primera convocatoria del proceso de subasta de suministro de electricidad con recursos energéticos renovables, se observa que la misma opera continuamente y en todos los meses del año, como se observa en el siguiente grafico, por lo cual es necesario actualizar el modelamiento de esta unidad.

Respuestas:

Actualmente el caudal de diseño de la C.H. Machupicchu es de 31 m³/seg como se describe en el folio 181 de la propuesta.

La C.H. Machupicchu debería entrar en operación el 01/02/2012 con una potencia instalada total de 188,88 MW (Primera y Segunda Fase juntas). Sin embargo por restricciones en el Túnel de Aducción, cuya capacidad de conducción máxima actual es de 45 m³/seg, la Segunda Fase podría generar 43,4 MW adicionales con los 14 m³/seg que se enviarían por el Túnel de Aducción (descontando los 31 m³/seg. que ya viene empleando la Primera Fase de la misma), esto hasta que se concluyan con las obras de incremento del caudal de envío previstos para el 01/09/2013. En Anexo D se adjunta la comunicación enviada por EGEMSA.

Respecto de la G4 de la CH Carhuaquero se tiene que debido a la adjudicación de buena pro que recibió en la primera convocatoria del proceso de subasta de suministro de electricidad con recursos energéticos renovables, se encuentra operando continuamente y en todos los meses del año y para ello se ha actualizado el modelamiento de este grupo modificando su matriz de caudales de su afluente.

18.5 Archivo LIN

El SUBCOMITE no ha considerado en el archivo "sinac.lin" el ingreso de la segunda terna de la LT Trujillo-Guadalupe Chiclayo en 220 kV, que se encuentra previsto para diciembre 2011 de acuerdo con el plan de obras de transmisión del folio 18 del Estudio.

Asimismo se debe corregir las fechas de ingreso de las líneas Carhuaquero - Cerro Corona 220 kV (LNX-020) y Tocache Bellavista 138 kV (LNE-103) de acuerdo a la actualización del Plan de Obras del folio 18 del Estudio.

Respuestas:

- Se ha considerado el ingreso en operación de la Línea Trujillo - Guadalupe – Chiclayo desde diciembre 2011.
- Se ha procedido con la actualización de la fecha de ingreso de las líneas Cerro Corona 220 kV y Tocache – Bellavista 138 kV.

18.6 Archivo HID

El SUBCOMITE ha recortado de 1965 – 2009 a 1992 – 2009 la información histórica de los afluentes naturales que se presentan en el archivo “sinac.hid” con la finalidad de incluir su propuesta de reducir las series históricas a utilizar en la presente regulación; sin embargo, cabe señalar que, sin perjuicio de la observación 21.2, no es necesario recortar información histórica para incluir la referida propuesta. En este sentido, el SUBCOMITE debe incluir en el archivo “sinac.hid” toda la información histórica de los afluentes naturales, es decir desde el año 1965 al año 2009.

Adicionalmente, se ha modificado, sin presentar el debido sustento, los valores de los siguientes afluentes naturales:

- Los valores de los años 1992 a 2008 del afluente da Cañon de Pato (QN-403)
- Los valores de los años 1992 a 2008 del afluente a embalse Poechos (QN – 2701)
- Los valores de los años 1992 a 2008 de los afluentes de embalse paucarcocha (QN-2901) y presa Capiluca (QN-2902)
- Los valores de los años 1992 a 2008 del afluente Santa Cruz (QN-3000)

Respuesta

Se ha incluido en el archivo sinac.hid la información histórica de los afluentes desde el año 1965 hasta el 2009, sin embargo para el cálculo de los costos marginales de energía se ha considerado la información de los afluentes desde el año 1992 hasta el 2009.

Respecto de los afluentes de Cañón del Pato en Anexo F se adjunta la información correspondiente de la QN-403, la diferencia de la matriz de caudales respecto a la fijación anterior se debe a la inclusión del caudal afluente QN-3000 de la central Santa Cruz.

Respecto de los afluentes del embalse paucarcocha y la presa capillucas se adjunta en Anexo F el estudio hidrológico de Celepsa.

19. 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 2012 y 2013, dado que el Decreto de Urgencia N° 049-2008, que establece que los costos marginales se determinen sin restricciones en producción o transporte de gas natural, vence en diciembre de 2011; sin embargo, no se presenta información sobre los volúmenes contratados a firme que tienen las empresas generadoras para los referidos años.

En este sentido el Subcomité debe solicitar a las empresas generadoras que tengan contratos a firme de transporte de gas natural, los volúmenes que tienen comprometidos para el año 2012 y 2013.

Respuesta:

Debido a la reciente extensión de la vigencia del DU 049-2008 (DU 079-2010) hasta Diciembre de 2013 los costos marginales se determinarán sin restricciones en producción o transporte de gas natural, ni congestión en la transmisión eléctrica.

20. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO MAYOR DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS Y TERMOELÉCTRICAS

20.1 Observaciones Generales

Para el año 2010 (conocido como año n-1), el SUBCOMITE ha utilizado los mantenimientos realizados (ejecutados) durante este año. Sin embargo, tal como se estableció en el numeral E.1 del Anexo E del Informe N° 0127-2010- GART, que sustentó la Resolución OSINERGMIN N° 079-2010-OS/CD que fijó los Precios en Barra para el período mayo 2010- abril 2011; así como, en el numeral E.1 del Anexo E del Informe N° 0151-2009-GART, que sustentó la Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD que fijó los Precios en Barra para el período mayo 2009 - abril 2010, la inclusión del mantenimiento ejecutado no refleja la intención de la LCE y, en consecuencia, se debe considerar como programa de mantenimiento el Programa de Mantenimiento Mayor y no el 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 2010.

Respuesta

Entre las labores del COES se encuentra la de establecer los programas de operación a largo plazo, haciendo el mejor uso de los recursos a fin de lograr el menor costo operativo. En ese sentido los programas de mantenimiento mayor del COES obedecen a esa intención.

Sin embargo, cabe mencionar que al momento de la elaboración de los programas de mantenimiento, no se dispone de la información relevante, es decir, no son conocidas todas las variables necesarias para la estimación de las actividades.

Por ejemplo en el caso de las centrales térmicas sus mantenimientos se determinan de acuerdo a las horas de operación equivalente que tiene la unidad.

Es decir los mantenimientos son programados dependiendo de si las horas de operación de la unidad llegaron a ciertos valores límite o no, suceso que depende de ciertos factores como por ejemplo la demanda. La ocurrencia de una de una demanda mayor o menor a la programada, puede originar un adelanto o retraso respectivamente de las actividades de mantenimiento.

Lo mismo sucede con los ciclos hidrológicos que no solo afectan a la operación de las hidráulicas, la disponibilidad de mano de obra especializada para los mantenimientos, las variaciones en los precios de los combustibles, etc, los que además también pueden afectar la duración de la actividad de mantenimiento.

En ese contexto, la inclusión del año n-1 dentro de los procesos tarifarios, obedece a la intención de la ley de asociar las proyecciones futuras en demanda y oferta con lo que viene ocurriendo, es decir, disminuir el grado de alejamiento. En ese sentido la inclusión del programa de mantenimiento ejecutado del año n-1 es concordante.

Lo que no es concordante es utilizar solo parte de lo que ocurrió, es decir, no se puede utilizar la demanda realmente ocurrida y no utilizar los mantenimientos realmente ocurridos.

En ese sentido el Subcomité ha mantenido su posición de utilizar el programa de mantenimiento ejecutado para el año 2010 como entrada para el modelo Perseo.

20.2 Evaluación de las Actividades de Mantenimiento Propuestas para los años comprendidos entre el 2012 y el 2013

En los archivos presentados por el SUBCOMITE se observa que, en el caso del programa de mantenimiento considerado para las centrales hidroeléctricas en los años 2012 y 2013, se ha repetido el programa de mantenimiento de los años 2010 y 2011, respectivamente, por el cual carece de sustento ya que existen actividades de mantenimiento previstas en esos años que no son realizadas periódicamente todos los años, como por ejemplo:

- 1) La actividad de “CAMBIO DE REGULACIÓN DE TENSIÓN Y EXITACIÓN” prevista a realizarse en los grupos de la Central Mantaro para el año 2011 es una actividad extraordinaria que no se realiza todos los años.
- 2) La actividad “CORRECIÓN DE VERTICALIDAD DE EJE MODERNIZACIÓN SISTEMA CONTROL Y REGULACIÓN DE TENSIÓN Y VELOCIDAD” prevista a realizarse en los grupos de la Central Charcani V para el año 2011, es una actividad extraordinaria que no se realiza todos los años.

En este sentido, el SUBCOMITE debe analizar todos los mantenimientos propuestos y debe considerar solo aquellos que son realizados rutinariamente cada año.

Respuesta:

Se ha replicado los mantenimientos del 2010 y 2011 al 2012 y 2013 para el caso de las CCHH, por representar una práctica con jurisprudencia y aprobación por el OSINERGMIN en las anteriores regulaciones. Las actividades que se mencionan en la observación se han retirado de los mantenimientos de los años 2012 y 2013.

20.2.1 Archivo de cálculo “Mantenimiento Anual 2010_PERSEO_Mayor a 1 dia.xls”

Respecto al archivo “Mantenimiento Anual 2010_PERSEO_Mayor a 1 dia.xls” (en adelante el “Archivo”), se han encontrado las siguientes observaciones:

- 1.- En las actividades de mantenimiento propuesta para las unidades termoeléctricas que corresponden al periodo octubre noviembre 2011 no se detallan los trabajos a realizarse, tampoco se encuentra sustento alguno a los tiempos de duración.

Respuesta

A la fecha que se elaboró El Estudio no se tenía el registro de la información completa de los mantenimientos de este periodo, por ello se asumió un programa de de mantenimiento programado similar al del año 2010. Ahora que terminó al año 2010 es factible efectuar dicha evaluación con la información actualizada de ese periodo.

- 2.- La central hidroeléctrica el Platanal y la central termoeléctrica Las Flores no se encuentran en la hoja “POTENCIAS”. Por lo que las formulas

destinadas a identificar el periodo de mantenimiento de estas centrales no funcionan correctamente.

Respuesta

Se ha incluido a la CH Platanal y a la CT Las Flores en la hoja de evaluación.

3.- Las hojas donde aparecen mantenimientos en forma matricial por cada mes de año 2011, no cubren el rango de todas las unidades de generación consideradas en la hoja "POTENCIAS". Por ejemplo la formula contenida en la celda "AK811" de la hoja "AÑO_2011_MES_1".

Respuesta

Se ha procedido en ampliar el rango de 6 filas de las 286 existentes.

4.- EL SUBCOMITE ha incluido la actividad "LIMPIEZA REJILLA TULUMAYO" de la central hidroeléctrica Chimay en diversos meses del año 2011 con una duración de 1 día; sin embargo, históricamente dicha actividad siempre ha sido realizada con una duración menos a 1 día tal como se muestra en los siguientes registros de los mantenimientos ejecutados.

Por lo tanto dicha actividad no debe ser considerada como mantenimiento mayor a ser incluida en el archivo "sinac.man" del modelo Perseo.

Respuesta:

La referida actividad se encuentra en el programa de mantenimiento mayor 2011 aprobado por el COES con una duración de 1 día.

5.- Las actividades previstas para el grupo G4 de la C.H Carhuaquero que se presentan en el cuadro a continuación, son evidentemente un error (dado que no originan interrupción) por lo que deben ser retiradas.

Respuesta:

Al respecto debemos señalar que se han retirado las actividades indicadas pues no figuran en el programa anual de mantenimiento 2011 aprobado por el COES.

6.- EL SUBCOMITE ha incluido la actividad "INSPECCIÓN DE RODETE Y MANTENIMIENTO PREVENTIVO" para el grupo G3 de la C.H., Yaupi en diversos meses del año 2011 con duraciones de 10 días aproximadamente tal como se observa en la siguiente tabla.

Al respecto, históricamente dicha actividad siempre ha sido realizada con una duración de horas careciendo de sustento la duración propuesta por el SUBCOMITE, por lo que dicha actividad no debe ser considerada como

mantenimiento mayor a ser incluida en el archivo "sinac.man" del modelo Perseo.

Respuesta:

Al respecto debemos señalar que se han retirado las actividades indicadas pues no figuran en el programa anual de mantenimiento 2011 aprobado por el COES.

7.- EL SUBCOMITE ha incluido la actividad "INSPECCIÓN GENERAL GENERADOR" de diversos grupos de la C.H. Cañón del Pato en el mes de setiembre del año 2011 con una duración de 2.4 días aproximadamente; sin embargo, históricamente dicha actividad siempre ha sido realizada con una duración menos a 1 día tal como se muestra en los siguientes registros de los mantenimientos ejecutados.

Por lo tanto, dicha actividad no debe ser considerada como mantenimiento mayor a ser incluida en el archivo "sinac.man" del modelo Perseo.

Respuesta:

La referida actividad se encuentra en el programa de mantenimiento mayor 2011 aprobado por el COES con una duración de 1.4 días.

8.- EL SUBCOMITE ha incluido la actividad "INSPECCIÓN MENOR TURBINAS GAS (CADA 8000 EOH)" para las turbinas a gas TG3 y TG4 de la C.T. Ventanilla para los meses de enero y marzo del año 2011, respectivamente, considerando duraciones de 12 y 15 días; sin embargo, actividades similares se han realizado en el pasado con una duración mucho menor tal como se muestra en los siguientes registros de los mantenimientos ejecutados.

Por lo tanto, la duración de dicha actividad debe ser reformulada en el mantenimiento mayor a ser incluida en el archivo "sinac.man" del modelo Perseo.

Respuesta

La referida actividad se encuentra en el programa de mantenimiento mayor 2011 aprobado por el COES con una duración de 6 días.

9.- Falta actualizar las potencias Efectivas utilizadas para determinar los factores de reducción para cada generador, puesto que los contenidos en la hoja "Potencia" no concuerdan con las potencias declaradas en los Cuadros 4.1 y 4.2 de los folios 14 y 15 del Estudio, respectivamente.

Respuesta

Se ha procedido con la actualización de las potencias efectivas de las unidades para determinar los factores de proporcionalidad.

10.- Existen errores en las hojas "AÑO_2011_MES_(mes)", para casi todos los meses, con valores "#NA" en los cuadros de factores de las unidades TG8 de la C.T. Santa Rosa, en la unidad TV TG1 De la CT Oquendo, y de la C.T. Ventanilla, entre otros.

Respuesta

Es necesario precisar que las unidad de Oquendo está modelada como un descuento de la demanda, la unidad TG8 Santa Rosa por su reciente ingreso no llega al número mínimo de HOE para un mantenimiento mayor y se actualizado aquellos valores para la TV Ventanilla.

Se procedió a corregir las referencias al nombre de las unidades de la TG8 de Santa Rosa y la TV de Ventanilla.

11. Para los meses de enero a agosto de 2011, se ha duplicado el mantenimiento de la C.H. Chimay, pues se está incluyendo tanto el mantenimiento de la central como el de los grupos G1 y G2 de la central que se realizarán el mismo día.

Respuesta

Se procedió a corregir el mantenimiento duplicado. Es necesario mencionar que solamente existe un único periodo de duplicidad y es en el día 9 del mes de enero y no de enero hasta agosto de 2011. Adicionalmente el Programa de Mantenimiento Anual se ha actualizado, por tanto los mantenimientos se han modificado en fechas e indisponibilidades.

12. En el mes de agosto de 2011 se ha duplicado el mantenimiento para la C.H. Moyopampa debido a que se está incluyendo el mantenimiento de la central y de su grupo G3 que se realiza el mismo día, considerándose como si se realizaran en días distintos.

Respuesta

Se procedió a corregir el mantenimiento duplicado. Es necesario mencionar que solamente existe un único periodo de duplicidad y es en el día 14 del mes de agosto. Adicionalmente el Programa de Mantenimiento Anual se ha actualizado, por tanto los mantenimientos se han modificado en fechas e indisponibilidades.

13 En el mes de noviembre de 2011 se ha duplicado el mantenimiento para la CT Chiclayo Oeste debido a que se está incluyendo el mantenimiento de la central y de sus grupos GMT1 y SZ2 que se realiza el mismo día, considerándose como si se realizaran en días distintos.

Respuesta

Se procedió a corregir el mantenimiento duplicado. Es necesario mencionar que solamente existe un único periodo de duplicidad y es en el día 15 del mes de noviembre. Adicionalmente el Programa de Mantenimiento Anual se ha actualizado, por tanto los mantenimientos se han modificado en fechas e indisponibilidades.

14. En el mes de diciembre 2011 se ha duplicado el mantenimiento de la C.H. Oroya, debido a que está incluyendo el mantenimiento de su central y su grupo G2 que se realizan el mismo día, como si se realizaran en días distintos.

Respuesta

Se procedió a corregir el mantenimiento duplicado. Es necesario mencionar que solamente existe un único periodo de duplicidad y es en el día 11 del mes de diciembre. Adicionalmente el Programa de Mantenimiento Anual se ha actualizado, por tanto los mantenimientos se han modificado en fechas e indisponibilidades.

15. El mantenimiento del grupo G1 de la C.H. Charcani V presenta un periodo de duración considerable; sin embargo, no se presenta el sustento detallado de los trabajos que se llevarán a cabo más aun si se tienen en cuenta los periodos que los grupos de central estuvieron indisponibles en los años 2009 y 2010.

Respuesta

La referida actividad se encuentra en el programa de mantenimiento mayor 2011 aprobado por el COES.

20.2.2 Otras Observaciones

1. EL SUBCOMITE ha adjuntado copia del correo electrónico de EGEMSA, en donde se indica la indisponibilidad de la C.H. Machupicchu por 10 días durante el mes de setiembre de 2011, por trabajos de conexionado que permitan evacuar parte de la energía producida por la central en su segunda fase; sin embargo, esta ha sido considerada dentro del plan de mantenimiento del año 2011. Dicho mantenimiento no debe ser incluido en el archivo "sinac.man", al no tener la aprobación de la Dirección de Operaciones del COES-SINAC, que es requisito indispensable a fin de evaluar su impacto en el sistema.

Respuesta

De acuerdo con la información enviada por el representante de EGEMSA (email 11-01-2012) C.H. Machu Picchu presenta una indisponibilidad de 10 días en setiembre del 2011 por el cambio de reguladores de velocidad de cada grupo,

actividad que se encuentra considerada en el programa de mantenimiento mayor del 2011 aprobado por el COES. En el Anexo D se adjunta sustento correspondiente.

2. En el libro de "MANTENIMIENTO_TERMICOS_12_13.xls" se considera un valor de 0.96 para la disponibilidad de la C.T. Santo Domingo de Olleros; sin embargo, en el archivo "sinac.gtt" aparece una disponibilidad de cero (0). Tampoco se incluye información referente a la futura C.T. Fénix.

Respuesta

El valor de indisponibilidad cero corresponde al resultado del proceso de optimización del gas natural en el cual está unidad así como Fenix al no tener contratos a firme de transporte de gas natural debido a la postergación en la ejecución de la ampliación del gaseoducto de Camisea son recortados en su generación.

3. En el mismo libro está utilizando un reporte de potencia generada por los grupos térmicos "PGGsi000.CSV" distinto al presentado en su propuesta.

Respuesta

El reporte para calcular los mantenimientos es el que corresponde a la simulación contemplando restricciones de transporte eléctrico y de gas natural y es distinto al de la propuesta porque en la simulación para la propuesta se aplicó el DU 049-2008.

21. MODIFICACIÓN DE SERIES HIDROLÓGICAS

Con relación a las series hidrológicas, el SUBCOMITE en el Estudio propone; actualizar la información hidrológica hasta el año 2009, establecer los costos variables por los sólidos en suspensión de la C.H Cañón de Pato y reducir las series de caudales naturales del periodo 1965-2009 a 1992-2009. Al respecto, se observa que el Estudio no presenta el debido sustento que permita a OSINERGMIN evaluar, en su conjunto, las modificaciones propuestas. En consecuencia, en la medida en que las observaciones efectuadas en este acápite sean absueltas por el SUBCOMITE, OSINERGMIN evaluará la consistencia de la propuesta para la modificación de las series hidrológicas.

21.1 Actualización de la Serie Hidrológica del año 2009

21.1.1 Observaciones al Estudio Hidrológico Central Hidroeléctrica Platanal- CELEPSA

En el estudio Hidrológico de la Central Hidroeléctrica Platanal, presentado por la empresa CELEPSA, se indica que ha realizado la simulación de las descargas de los embalses Paucarcocha y Capillucas, que forman parte del sistema hidráulico asociado a esta central, presentándose solo los resultados finales de estas simulaciones, y no adjuntándose los archivos de los cálculos empleados para los mismos.

En este sentido, el SUBCOMITE deberá solicitar y presentar todos los archivos de los cálculos empleados en la simulación, o en caso que se hubiera empleado un modelo que fue utilizado junto con los archivos de datos y de resultados; así mismo, en estos archivos se deben especificar los criterios de satisfacción de demandas, reglas de operación de los embalses y los resultados obtenidos.

Respuesta

Se adjunta en anexo F el estudio hidrológico de la Central Hidroeléctrica Plantanal.

21.1.2 Observaciones al Estudio Hidrológico y Cálculo de Potencia Garantizada – Central Hidroeléctrica Poechos 2

En el estudio Hidrológico y cálculo potencia garantizada de la Central Hidroeléctrica Poechos 2, presentado por la empresa SINERSA, se indica que se ha realizado la simulación del balance hídrico del embalse Poechos simulando la operación de las centrales hidroeléctricas Poechos 1 y Poechos 2, presentándose solo los resultados finales de estas simulaciones, y no adjuntándose los archivos de los cálculos empleados para los mismos.

En este sentido, el SUBCOMITE deberá solicitar y presentar todos los archivos de los cálculos empleados en la simulación, o en caso que hubiera empleado un modelo, señalar el nombre del modelo que fue utilizado junto con los archivos de datos y de resultados; así mismo, en estos archivos se deben especificar los criterios de satisfacción de demandas, reglas de operación de los embalses y los resultados obtenidos

Respuesta

Al respecto no se tuvo respuesta al requerimiento de información solicitada.

21.1.3 Observaciones Estudio Hidrológico de Aprovechamiento del Rio Blanco y/o Quebrada Santa Cruz – Central Hidroeléctrica Santa Cruz II

En el estudio Hidrológico de la Central Hidroeléctrica Santa Cruz I, presentado por la empresa Hidroeléctrica Santa Cruz S.A.C., se muestra toda la información hidrológica utilizada, los análisis de consistencia a que

fue sometida esta información, los estudios de máximas avenidas, así como las bases y premisas para efectuar la transposición de caudales medios mensuales de sitio con información a sitios de interés sin información, entre otros; sin embargo, en lo que respecta al Estudio Hidrológico de la Central Hidroeléctrica Santa Cruz II, aparentemente vendría a ser el mismo que el Estudio Hidrológico de la Central Hidroeléctrica Santa Cruz I, debido a tener el mismo análisis y resultados.

En este sentido, el SUBCOMITE debe revisar el Estudio Hidrológico de la Central Hidroeléctrica Santa Cruz II, en vista que se observa que en algunos puntos como, por ejemplo, los numerales 2.3.6 y 2.4 del referido estudio, se hace referencia a la C.H Santa Cruz I y no a la C.H. Santa Cruz II como correspondería, lo que no permite realizar un seguimiento y revisión del estudio.

Adicionalmente, se deberá incluir en estos estudios hidrológicos, el diagrama topológico de la cuenta del río Blanco y de cuencas vecinas, donde se debe especificar claramente, la ubicación de estaciones hidrométricas involucradas en el estudio, la ubicación de las bocatomas de captación del caudal a ser utilizadas por las centrales hidroeléctricas Santa Cruz I y Santa Cruz II, la ubicación de las centrales antes señaladas; así mismo se debe incluir un plano de la cuenca de río Blanco con la delimitación de las zonas de vida o ecosistemas señalados en el punto 2.1.8.1 de los estudios hidrológicos presentados.

Respuesta

En anexo F se adjunta la información parcialmente enviada por el representante de la hidroeléctrica Santa Cruz (email 11-01-2011)

21.1.4 Estudios hidrológicos faltantes

En el estudio no se ha presentado los siguientes estudios hidrológicos

- “Estudio Hidrológico del Sistema Hídrico de ELECTROANDES, 1965-2009”
- “Estudio Hidrológico del Sistema Hídrico de Cahua S.A 1965-2009”, que incluye el Sub Sistema Cahua
- “Estudio Hidrológico del Sistema Hídrico de Cahua S.A 1965-2009”, que incluye el Sub Sistema Jequetepeque.
- “Estudio Hidrológico del Sistema Hídrico de Cahua S.A 1965-2009”, que incluye el Sub Sistema Pariac.
- “Estudio Hidrológico del Sistema Hídrico de Cahua S.A 1965-2009”, que incluye el Sub Sistema Arcata

En este sentido, el SUBCOMITE deberá presentar el estudio hidrológico de las cuencas que administran ELECTROANDES y CAHUA , con la finalidad de poder revisar y validar los caudales naturales propuestos para el año 2009 en los puntos de interés de los sistemas hidráulicos asociados a sus centrales hidroeléctricas.

Respuesta

Se adjunta en Anexo F el estudio hidrológico de las cuencas administradas por ELECTROANDES Y CAHUA.

21.2 Reducción las series históricas del periodo 1965-2009 a 1992-2009

En el folio 27 del Estudio, el SUBCOMITE reitera su propuesta de reducir las series históricas del periodo 1965-2009, señalando que el sustento se encuentra en los estudios que presento en anteriores fijaciones pasadas y que ahora solo presenta un resumen en el Anexo F3 del Estudio.

Al respecto, el resumen presentado por el SUBCOMITE reitera las conclusiones y recomendaciones del informe denominado: "Análisis de Seres Históricas de Caudales utilizados para la producción de hidro energética del Perú" elaborado por el Dr. Wilson Suarez y presentado en el proceso de Fijación Tarifaria anterior, sin presentar información nueva o un nuevo sustento, por lo que se retira las observaciones planteadas a través del informe N°0545-2009-GART y que no fueron en su totalidad, como se describe en el Anexo F.1 del informe N° 0127-2010-GART.

Respuesta

El subcomité reitera su propuesta de reducir las series históricas del periodo 1965-2009 a 1992-2009, basado en los estudios presentados en fijaciones anteriores y el informe denominado "Análisis de series históricas de caudales utilizados para la producción hidro-energética del Perú" del doctor Wilson Suarez. No se presenta nueva información porque consideramos que los informes antes mencionados tienen validez para la presente fijación tarifaria.

22. MODIFICACIÓN DE CAPACIDAD DE LINEAS DE TRANSMISION

El SUBCOMITE menciona que ha considerado en el Estudio, a partir de enero de 2012, 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 2011; 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 otras cosas, 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 las capacidades reales del sistema y no aquellas que se establezcan para la “no aplicación de compensaciones” cuando se produzca interrupciones con flujos mayores a las capacidades establecidas en un contrato.

Cabe señalar que para las líneas repotenciadas a 180 MVA el SUBCOMITE ha considerado como potencia máxima el valor de 162 MW; sin embargo, líneas similares a las repotenciadas tienen una capacidad de 176 MW, por lo tanto se debe explicar las razones por las que le SUBCOMITE considera este valor.

Adicionalmente, el SUBCOMITE ha considerado como sustento para las capacidades de las líneas de transmisión Mantaro - Socabaya y Paramonga - Chimbote los estudios COES-SINAC/DEV-194-2007 y COES-SINAC/DEV-210-2007 respectivamente, sin embargo, visto que esos estudios no son recientes y se tiene previsto el ingreso de proyectos de transmisión que modificarán la topología del SEIN y, por consiguiente, las capacidades de transporte de estas líneas para el año 2012, se requiere actualizar los estudios considerando lo señalado.

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 utilice estudios más actualizados que consideren el ingreso de los proyectos de transmisión.

Respuesta

De acuerdo con la reciente extensión del DU 049-2008 (DU 079-2010) se han modelado las líneas sin considerar congestión. Se aclara que se han actualizaron las capacidades de transporte de acuerdo al Plan de Mediano Plazo que recientemente fue elaborado por el COES, publicado en su página web. La fuente de datos se encuentra en el archivo cir.dat del modelo de operación que el COES utiliza.

PRECIO BASICO DE LA POTENCIA

23. OBSERVACIÓN GENERAL

El SUBCOMITE deberá seguir estrictamente el “Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia”, aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 260-2004-OS/CD12, 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.

Asimismo, se debe tener en cuenta lo indicado en el numeral 5.9 del “Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia”.

Respuesta:

El Subcomité está siguiendo estrictamente el “Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia” aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 260-2004-OS/CD y sus modificatorias aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 525-2007-OS/CD (en adelante, el “Procedimiento”) y está tomando en cuenta la información más actualizada que esté disponible de parte de los agentes que intervienen en el mercado eléctrico.

Respecto del numeral 5.9 del Procedimiento, para el cálculo del Precio Básico de Potencia consideramos que el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) tiene reserva insuficiente.

Como es de conocimiento público el parque generador peruano está compuesto en su 57% por centrales hidráulicas cuyos caudales vienen siendo afectados por condiciones climáticas y 36% por plantas térmicas con gas natural de Camisea concentradas en la zona central del Perú que están sujetas a la capacidad de ducto de transporte de Gas, y por último dada las restricciones en la transmisión hacia las zonas norte y sur por falta de generación, ponen en evidencia el bajo nivel de confiabilidad del SEIN y la vulnerabilidad del mismo.

Lo anteriormente descrito tiene asidero y sustento en la dación y la reciente extensión de vigencia del DU 049-2008 (DU 079-2010), sumada a esta última la reciente concesión de 600 MW de reserva fría (200 MW en la zona norte y 400 MW en la zona sur) por parte de Proinversión ponen una vez más en evidencia que la reserva del SEIN es insuficiente.

BALANCE DEFICIT/SUPERAVIT DEL SEIN – RESTRICCIÓN TGP

| AÑO | 2011 | 2012 | 2013 |
|-----------------------|------------------|------------------|----------------|
| OFERTA (MW) | 6,201.5 | 6,532.9 | 6,592.9 |
| DEMANDA (MW) | 5,052.6 | 5,426.2 | 5,903.2 |
| DEFICIT/ SUPERAVIT | 1,149.0 22.7% | 1,106.6 20.4% | 689.7 11.7% |

Consideramos que tratándose de un problema real, la reserva no puede ser determinada desconociendo las limitaciones reales del sistema eléctrico peruano, específicamente las de transporte de gas natural y de electricidad.

Los márgenes de reserva son significativamente menores a los valores de superávit mostrados en el cuadro anterior si consideramos la menor potencia disponible de las centrales hidráulicas en los meses de estiaje.

Por lo anteriormente expuesto concluimos que el margen de reserva del SEIN es insuficiente para el presente proceso tarifario, por lo tanto el Precio Básico de la Potencia se determinó siguiendo estrictamente lo descrito en el Procedimiento y según el numeral 10.2 del mismo.

24. OBSERVACIONES ESPECÍFICAS

24.1 Actualización de Costos

En el Estudio no se sustenta la aplicación del índice de inflación para la actualización de los costos propuestos de la central termoeléctrica en los rubros: Transporte local, Montaje electromecánico, Pruebas y puesta en marcha, Supervisión, Adquisición de terreno, Obras Preliminares y Cerco, Obras civiles, suministro de sistema de combustible y Suministro de sistema contra incendio; así como de los costos propuestos de Conexión Eléctrica en los rubros: transporte local, Supervisión y Gastos generales – Utilidad contratista.

Respuesta:

Al respecto debemos precisar que la aplicación del índice de inflación es la misma metodología que viene utilizando el OSINERGMIN para actualizar los costos de las **obras civiles de la central termoeléctrica y sistema de combustible**, metodología que puede visualizarse en la hoja “PR2005 (matriz de costos de inversión aplicable a centrales termicas)” del archivo potencia_punta_0510.xls publicado por el OSINERGMIN de la fijación de tarifas de mayo 2010 (se adjunta en Anexo I3)

Por lo tanto al realizar esta observación se estaría poniendo en cuestionamiento el trabajo del OSINERGMIN en los procesos tarifarios anteriores.

De igual modo, en el caso del precio FOB de la conexión eléctrica no se ha presentado el sustento de la necesidad del equipamiento adicionalmente propuesto (transformadores auxiliares – media tensión, Transformadores auxiliares – baja tensión y Automatismo), ni la fuente de costos utilizada.

En este sentido, el SUBCOMITE deberá presentar el sustento correspondiente, a la vez que para efectos de los costos de Conexión Eléctrica se deberá tomar en cuenta los costos reconocidos en la “Base de Datos de los módulos Estándares de inversión para sistemas de

transmisión” dado que sintetiza la información de precios de mercados reconocidos por el regulador.

Respuesta:

El equipamiento de los transformadores auxiliares de media y baja tensión y Automatismo se encuentra considerada en la **matriz de costos de inversión** en la hoja “**PR2005**” del archivo potencia_punta_0510.xls del OSINERGMIN utilizada en la fijación de tarifas anterior (celdas B69, B70 y B73) la misma que se adjunta en el Anexo I3.

Así mismo, es preciso indicar que es de conocimiento general que una central eléctrica tiene los servicios auxiliares como elementos inherentes a ella así como la necesidad de contar con sistemas automáticos en sus instalaciones para la operación óptima de la misma. En Anexo I4 se muestra el equipamiento principal de la celda de conexión de la TG8 de la C.T Santa Rosa en el cual se aprecia el equipamiento de transformadores auxiliares de media y baja tensión y del automatismo.

24.2 Costo Fijo de Operación y Mantenimiento

La propuesta se limita a actualizar los costos reconocidos en la regulación del año 2010, mediante la aplicación de un factor de por variación de un índice de precios americano, sin tomar en cuenta lo dispuesto por el “Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia.

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

Respuesta:

Efectivamente se actualizaron los Costos Fijos de Operación y Mantenimiento utilizados en la fijación anterior debido a que no se ha recibido información que muestre que hubieran cambios significativos en los valores de costos considerados. La actualización utilizada ha consistido en la aplicación del índice de variación de precios americano del año 2010 por tratarse mayormente de equipamiento importado.

24.3 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, conforme el Artículo 50° de la LCE.

Respuesta:

La tasa de interés a aplicarse durante la construcción será actualizada al mes de marzo, conforme el Artículo 50° de la LCE.

FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES

25. 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.

Respuesta

El Subcomité está de acuerdo con el OSINERGMIN en cuanto a la determinación de los factores de pérdidas marginales al final del proceso puesto que puede ocurrir variación en los precios de combustibles o por nueva información.

El Subcomité ha considerado el sistema de transmisión, para efectos de cálculo de los Precios en Barra de la energía, según esta indicado en el artículo 128° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

FORMULAS DE ACTUALIZACION

26. FORMULA DE ACTUALIZACION DE LOS PRECIOS BASICOS DE ENERGIA Y POTENCIA

En los folios 40 a 42 del Estudio, el SUBCOMITE ha presentado las formulas de actualización para la energía y la potencia, incluyendo los valores iniciales y los coeficientes de los factores contenidos en dichas formulas.

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

Respuesta:

Las formulas de actualización efectivamente son preliminares, los valores definitivos serán aquellos que se determinen al final del proceso.