

---

**OBSERVACIONES AL ESTUDIO  
TÉCNICO - ECONÓMICO PRESENTADO  
POR EL SUBCOMITÉ DE  
GENERADORES DEL COES-SINAC  
PARA LA REGULACIÓN DE MAYO 2009**

Lima, enero de 2009

## ÍNDICE

<b>I. INTRODUCCIÓN</b>	<b>3</b>
<b>MODIFICACIONES DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS</b>	<b>3</b>
<b>PRESENTACIÓN DE LA PROPUESTA DEL SUBCOMITÉ DE GENERADORES DEL COES-SINAC Y OBSERVACIONES DE OSINERGMIN</b>	<b>4</b>
<b>II. OBSERVACIONES AL ESTUDIO DEL SUBCOMITE</b>	<b>5</b>
<b>PROYECCIÓN DE LA DEMANDA</b>	<b>5</b>
1. Modelo de Proyección	5
2. Revisión de Datos del Modelo de Proyección	6
3. Pérdidas de Transmisión	7
4. Pérdidas de Distribución	7
5. INFORMACION BASE	7
6. Proyección de la Demanda de Cargas Incorporadas y Cargas Especiales	8
7. DEMANDAS PROYECTADAS MENORES DE 15 MW	10
<b>CENTRALES EXISTENTES Y PROGRAMA DE OBRAS</b>	<b>11</b>
8. Evaluación de la Cartera de Proyectos de los Integrantes del COES-SINAC	11
9. Evaluación de la Cartera de Proyectos de los No Integrantes del COES-SINAC	13
10. Programa de Obras de Transmisión	16
<b>COSTOS VARIABLES DE CENTRALES TÉRMICAS</b>	<b>17</b>
11. inclusion de impuesto selectivo al consumo	17
12. Tasa de Gastos Financieros por Stock de Combustibles	17
13. consumos de gas natural	17
14. actualizacion de precios de gas natural	17
15. INFORMACION de C.T. FLORES	17
16. flete de c.t. yarinacocha	18
17. MODIFICACIONES DE PODERES CALORIFICOS	18
18. MODIFICACION DE consumo especifico de TG1 de C.T. ilo 1	18
19. Costo Variable No Combustible (CVNC)	18
<b>PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA</b>	<b>20</b>
20. MODIFICACION EN LOS ARCHIVOS DE DATOS DEL MODELO PERSEO	20
21. REPRESENTACION DE CONGESTION EN EL DUCTO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL DE CAMISEA	21

22. Programa de Mantenimiento Mayor de Centrales Hidroeléctricas y Termoeléctricas _____	22
23. Modificación de Series Hidrológicas _____	27
24. Modificación de Capacidad de líneas de transmisión _____	34
<b>PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA _____</b>	<b>35</b>
25. Observación General _____	35
26. Observaciones Específicas _____	35
<b>FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES _____</b>	<b>36</b>
27. Factores de Pérdidas Marginales de Energía _____	36
<b>FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN _____</b>	<b>36</b>
28. Fórmula de Actualización de los Precios Básicos de Energía y Potencia _____	36

# I. INTRODUCCIÓN

---

## MODIFICACIONES DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

Mediante la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada el 23 de julio de 2006, se modificó, entre otros, el Artículo 51° del Decreto Ley N° 25844<sup>1</sup>, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante “LCE”), el mismo que establece la oportunidad de presentación de los estudios técnico-económicos de las Propuestas de Precios en Barra, quiénes se encuentran autorizados a efectuar dicha presentación y el contenido de los mencionados estudios.

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

---

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

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

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

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

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

---

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

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

El presente documento contiene las Observaciones al Estudio efectuadas por OSINERGMIN, de conformidad con lo dispuesto por el Artículo 52° de la LCE<sup>2</sup>; por la norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", aprobada por Resolución OSINERG N° 0001-2003-OS/CD; y por el principio de transparencia establecido en la Ley N° 27332 – Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos –.

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

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

La respuesta a las observaciones que se formulan deberá ser remitida tanto en forma impresa como en medio magnético a fin de permitir su evaluación dentro de los límites de tiempo establecidos en las normas para el desarrollo del proceso<sup>3</sup>. De esta manera los cálculos justificatorios que se realicen deberán venir acompañados de las respectivas planillas de cálculo, en medio óptico o magnético, que le permitan a OSINERGMIN efectuar la rápida evaluación de las mismas.

---

<sup>2</sup> **Artículo 52°.**- OSINERG efectuará sus observaciones, debidamente fundamentadas, a las propuestas de los Precios en Barra.

Los responsables deberán absolver las observaciones y/o presentar un nuevo estudio, de ser necesario.

Absueltas las observaciones o vencido el término sin que ello se produjera, OSINERG procederá a fijar y publicar las tarifas y sus fórmulas de reajuste mensuales, antes del 30 de abril de cada año.

<sup>3</sup> **Artículo 122° (RLCE).**- En los casos en que la Comisión haya presentado observaciones a los estudios de costos presentados por el COES o los concesionarios para la fijación tarifaria, y éstas no hayan sido absueltas a satisfacción de la Comisión, corresponderá a la Comisión establecer los valores finales y fijar las tarifas dentro de los márgenes que señalan los Artículos 53° y 71° de la Ley.

## II. OBSERVACIONES AL ESTUDIO DEL SUBCOMITE

---

### PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

#### 1. MODELO DE PROYECCIÓN

##### 1.1 Modelo Econométrico utilizado en el Estudio

El SUBCOMITE ha procedido a realizar una proyección econométrica de un componente de la demanda de la siguiente forma: i) proyectar la demanda de los meses de noviembre y diciembre del año 2008 en base a un modelo ARIMA, y, ii) realizar las proyecciones para los años 2009–2011 utilizando las tasas de crecimiento obtenidas del Modelo de Corrección de Errores (MCE) aprobado para su aplicación a partir de la regulación de mayo de 2006.

Al respecto, se debe manifestar que dado que la demanda del año 2008 corresponde a demanda histórica, no es necesario aplicar modelo econométrico alguno para efectos de lo dispuesto en el Artículo 47° de la LCE<sup>4</sup>; 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 2008. Por tanto, el SUBCOMITE deberá

---

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

(...)

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

(...)

considerar en su propuesta tarifaria definitiva la demanda histórica real y ejecutada en el año 2008 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 2008 y no solamente de los años 1981 a 2007, como se ha considerado en su propuesta de demanda. Esto debido a que la información del año 2008 (PBI, Ventas y Tarifas) deberá corresponder a datos históricos reales disponibles al momento de la fijación de los Precios en Barra.

Cabe precisar, además, que el modelo deberá ser nuevamente ejecutado a fin de tomar en cuenta las observaciones indicadas en los numerales siguientes.

## **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 2009 y 2010, 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 2008; al respecto, es importante señalar que los supuestos del comportamiento de la economía local y mundial utilizados para elaborar estas predicciones han cambiado, debido a la actual crisis financiera mundial. En ese sentido, corresponde actualizar estas proyecciones de PBI en base a informes más recientes elaborados por esta entidad, que consideren tanto el nuevo contexto de la economía mundial y local, así como las expectativas de un importante número de analistas e instituciones financieras y no financieras del país.

De otro lado, para el año 2011, el SUBCOMITE ha tomado la proyección del crecimiento del PBI del Marco Macroeconómico Multianual 2008-2011 elaborado por el Ministerio de Economía y Finanzas en el mes de agosto de 2008, el cual contiene un escenario de la economía local y mundial, más optimista que el considerado en el Reporte de Inflación que elaboró el BCRP<sup>5</sup>. En este sentido, y con la finalidad de tener una coherencia en las proyecciones, corresponde que se considere un crecimiento de PBI para el año 2011 acorde con el contexto de la economía mundial y local con el que se proyectarán los crecimientos de PBI de los años 2009 y 2010.

Por lo expuesto, el SUBCOMITE deberá tomar la información de la referida publicación para la proyección del PBI de los años 2009 a 2011.

---

<sup>5</sup> Una prueba de esto es que el crecimiento de PBI proyectado para los años 2009 y 2010 en el Marco Macroeconómico Multianual es de 7% y 7,2% respectivamente, valores que son superiores a los proyectados para esos años en el Reporte de Inflación que son iguales a 6,5% y 7% respectivamente.

## **2.2 Con relación a la Tarifa del Año 2008**

Se deberá actualizar el valor de la tarifa promedio considerada en el Estudio para el año 2008 y siguientes (7,88 ctvs US\$/kWh), considerando el informe "Procesamiento y Análisis de la Información Comercial de las Empresas de Electricidad al Cuarto Trimestre de 2008", que publicará OSINERGMIN en su página Web en los primeros meses del año 2009.

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

Se deberán modificar los factores a utilizar en la estimación de las ventas de los distribuidores en AT y MAT, las pérdidas por transmisión, el porcentaje de consumo propio de las centrales, las pérdidas de distribución y las de subtransmisión; así como, las ventas correspondientes a las cargas incorporadas y especiales para el año 2008, considerando el informe "Procesamiento y Análisis de la Información Comercial de las Empresas de Electricidad al Cuarto Trimestre de 2008", que publicará OSINERGMIN en su página Web.

## **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.

## **4. PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN**

Los porcentajes de pérdidas de distribución para los años del 2008 al 2011 se han estimado en base a una tendencia lineal considerando los valores históricos de los últimos cuatro años (2004-2007). Al respecto, se recomienda que, para fines de una mejor predicción, el tamaño de la serie considere una mayor cantidad de valores históricos considerando, además, la pérdida de distribución real del año 2008.

## **5. INFORMACION BASE**

El SUBCOMITE ha considerado, para su proyección de demanda, la información base del año 2006, conforme lo manifiesta en los folios 51 y 52 del Estudio, y no del año 2007 como corresponde para la presente fijación. En este sentido, se requiere actualizar la información base considerando el año 2007.

## **6. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE CARGAS INCORPORADAS Y CARGAS ESPECIALES**

### **6.1 Observación General**

Como observación general en este punto, es necesario que el SUBCOMITE solicite información actualizada para sustentar la proyección de demanda de los nuevos proyectos<sup>6</sup>, más aún si se toma en cuenta que muchos de estos proyectos podrían tener postergación o cancelación debido a la disminución de los precios de los minerales y a la baja demanda de sus productos por la crisis financiera mundial. En especial cabe mencionar que, de manera similar a como se espera se sustente la viabilidad de ejecución de un proyecto de generación eléctrica, debe sustentarse la viabilidad de los proyectos mineros o industriales que se espera se desarrollen en el horizonte de estudio de los Precios en Barra.

En este sentido, se deberá remitir información acerca del estado de avance del proyecto (p.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, fuente de suministro eléctrico (contratada o no), factores que favorecen y desfavorecen la ejecución del proyecto, etapa de desarrollo, tipo de yacimiento, producción, reservas, entre otros.

### **6.2 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 al proyecto de ampliación de SIDERPERU, en el Estudio no se ha presentado un documento donde dicha empresa manifieste que va a llevar a cabo este proyecto; al respecto, el documento, presentado en el folio 252, sólo contiene un cuadro con las demandas que se adicionarían por este proyecto. En este sentido, dada la importancia del proyecto, se debe solicitar la información específica de forma directa a esta empresa en los formatos respectivos.
- Respecto a los proyectos de expansión presentados por la empresa Southern Perú (folios 192 a 203 del Estudio), no se muestran las fichas del proyecto de ampliación de la planta concentradora de Cuajone, motivo por el cual corresponde solicitar dicha información a esta empresa.

---

<sup>6</sup> En algunos casos, la información recabada por el SUBCOMITE ha sido reportada hace más de seis meses y en otros casos provienen de la fijación anterior.

- Con relación a la demanda de la minera Antamina, considerada en la proyección de demanda, ésta corresponde a la fijación anterior, y no se ha tomado la información presentada por esta empresa en los folios 177 a 183 del Estudio. Por lo expuesto, se deberá explicar porqué no se consideró esta información en la proyección de dicha demanda.
  - Con relación a la inclusión de la central Santa Rosa I, se requiere sustentar de manera detallada la razón por la cual en la propuesta se considera como una disminución a la demanda, y no dentro del parque generador existente como se hizo en la anterior fijación.
  - 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)
    - ❖ Minera Cerro Corona (23 MW)
    - ❖ Proyecto Rosaura (Perubar S.A.)
    - ❖ Minera Tintaya BHP
    - ❖ Minera Yanacocha
    - ❖ Minera Huarón
    - ❖ Minera Marsa - Horizonte
    - ❖ Mina Cobriza
    - ❖ Refinería Cajamarquilla
    - ❖ Aceros Arequipa
    - ❖ Minera Cerro Lindo
- Asimismo, se deberá presentar el sustento de los aportes de la C.T. La Pampilla y de las CC.HH. Yauli y Sacsamarca.
- Con relación a los proyectos mineros e industriales, se deberá presentar el sustento de los siguientes proyectos, dado que el SUBCOMITE solamente se ha limitado a considerar la información proporcionada en la fijación anterior:
    - ❖ Ampliación Cajamarquilla
    - ❖ Mina Justa de Marcobre
  - Para la demanda de los sistemas aislados Tarapoto – Moyobamba – Bellavista y Puerto Maldonado que se interconectarán con el SEIN en el año 2009, el SUBCOMITE ha considerado las estimaciones de la fijación anterior. Por tal motivo, se debe solicitar información actualizada de la demanda correspondiente a las empresas encargadas de la operación en estos sistemas. Asimismo, para el sistema aislado Bagua - Jaén no se ha encontrado en la propuesta del SUBCOMITE el sustento de la demanda, debido a que en el folio 253 del Estudio no se presentan los valores estimados de demanda de energía y potencia.
  - De otro lado, con relación a la información contenida en la hoja de cálculo que sustenta la proyección de la demanda (Modelo Demanda por Barras\_0509(PC).xls) se requiere explicar el motivo de las diferencias de:
    - ❖ El aporte de la C.H. Santa Rosa I se está considerando en positivo (+1,1 MW) en la hoja “Proyección PA”, cuando el valor debería ser

negativo al corresponder a un equivalente de reducción de la demanda.

- ❖ Dentro de la estimación de la demanda de subsistema Electroandes, se ha modificado la carga de La Fundición en el año 2011 (de 33,91 MW a 58,83 MW). Al respecto, se debe explicar el motivo de esta modificación. Asimismo, para el año 2011, se ha tomado para las barras Oroya 50 kV y Paragsha 50 kV la demanda igual a la del 2010 y no la demanda que correspondería para el 2011.
- ❖ En la hoja "PROYECTOS" se está considerando la demanda de los sistemas aislados Bagua – Jaén, Tarapoto – Moyobamba – Bellavista y Puerto Maldonado desde enero 2009, y no desde el mes que corresponde a su interconexión.
- ❖ En la hoja "Vegetativa" no se ha actualizado la información de transferencia de energía correspondiente al año 2007; se ha verificado que se mantiene la información de la fijación anterior.
- ❖ En la hoja "Ptransv" no se ha actualizado la información de pérdidas de las nuevas líneas de transmisión que se consideran en la presente fijación.
- ❖ En la hoja "Modelo Demanda por Barras" se está tomando para la barra Chavarría 220 kV, la demanda del año 2011 incluyendo por error el 23% de la demanda asignada a la barra Ventanilla 220 kV, por el ingreso de la nueva subestación Chillón 220 kV.

## **7. DEMANDAS PROYECTADAS MENORES DE 15 MW**

La demanda de Cementos Andino, prevista a conectarse al SEIN en el año 2011, debe ser retirada de la proyección de la demanda tomando en consideración lo dispuesto en la metodología establecida por Monenco Agra en el año 1996, la que se constituye en la metodología vigente de proyección y según la cual, sólo los proyectos de demanda que superen los 15 MW deberán ser considerados por separado de la proyección de ventas del modelo econométrico. En este caso, dicha demanda, de acuerdo con la información reportada en el folio 165 del Estudio, es menor a 15 MW, por lo cual no correspondería su inclusión.

---

## CENTRALES EXISTENTES Y PROGRAMA DE OBRAS

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

#### 8.1 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 2009 y diciembre 2011.

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 presentado 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, tal como se indica a continuación:

- ❖ Mayo 2005: Reconversión para operación con gas natural de la unidad Westinghouse de la C.T. Santa Rosa, ampliación de la potencia efectiva de la C.T. Ventanilla en ciclo combinado y repotenciamiento de la C.H. Yaupi.
- ❖ Mayo 2006: Ingreso del TG2 de la C.T. Chilca y traslado de la C.T. Calana para su operación con gas natural.
- ❖ Mayo 2007: Ingreso de la TG3 de la C.T. Chilca y de la C.H. Poechos II.

Los casos señalados 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. Así por ejemplo, es claro que si no existe nueva generación es improbable que la demanda siga creciendo a tasas ilimitadas, o visto de otro ángulo, si la

demanda ha de crecer sin restricciones, la generación apropiada para abastecer la misma deberá considerarse en el momento oportuno. No tiene sentido, esperar que la demanda se incremente mientras la generación no crece al ritmo apropiado para mantener un balance sostenible entre la oferta y la demanda.

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.

## **8.2 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 (EDEGEL, ENERSUR, KALLPA GENERACION, etc.) 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:

### **8.2.1 C.H. Machupicchu**

En las cartas C-148-2008/EGEMSA y C-149-2008/EGEMSA (folios 368 a 409 del Estudio), EGEMSA informa que el proyecto Rehabilitación 2da Fase de la Central Hidroeléctrica Machupicchu, se encuentra actualmente en licitación para la ejecución de sus obras y suministro de equipos esperándose el otorgamiento de la Buena Pro en el presente año. En este caso, tomando en cuenta que el plazo de construcción es de 27 meses, más los 3 meses de prueba, el proyecto estaría en servicio al primer semestre del año 2011, es decir, dentro del horizonte del presente Estudio. Por lo expuesto, el SUBCOMITE deberá sustentar los motivos por los cuales no se ha considerado este proyecto en el programa de obras de generación del Estudio.

### **8.2.2 C.T. de Electroperú**

En los folios 420 a 422 del Estudio, Electroperú informa que el proyecto de la Central Térmica a Gas Natural, en su etapa de ciclo simple, entraría en operación el primer semestre de 2011, es decir, dentro del horizonte del presente Estudio. Sin embargo, el SUBCOMITE no ha tomado en cuenta la información indicada en el Estudio. En ese sentido, se requiere sustentar las

razones por las que el presente proyecto no ha sido tomado en cuenta en el programa de obras de generación.

### **8.2.3 C.T. San Nicolás II**

En los folios 412 a 414 del Estudio, la empresa SHOUGANG GENERACIÓN ELECTRICA S.A.A. informa que tiene el proyecto Central Termoeléctrica San Nicolás II a desarrollarse en Ica, el cual utilizará como combustible gas natural y tendrá una potencia instalada de 260 MW. Además, informa que cuenta con la aprobación para su construcción y que la fecha prevista de puesta en servicio es en diciembre de 2010, es decir, dentro del horizonte del presente Estudio. Sin embargo, el SUBCOMITE no ha tomado en cuenta la información indicada en el Estudio. En ese sentido, se requiere sustentar las razones por las que el presente proyecto no ha sido tomado en cuenta en el programa de obras de generación.

### **8.2.4 C.T. Enersur**

En el folio 363 del Estudio, la empresa ENERSUR S.A. informa que viene realizando estudios para la instalación de dos unidades a gas natural en la zona sur del país, previendo el ingreso de la primera turbina a gas (180 MW) en julio 2011; así mismo, manifiesta que prevé la conversión a gas natural de la unidad TG2 de la C.T ILO 1 (35 MW) para julio 2011, es decir, dentro del horizonte del presente Estudio. Sin embargo, el SUBCOMITE no ha tomado en cuenta la información indicada en el Estudio. En ese sentido, se requiere sustentar las razones por las que el presente proyecto no ha sido tomado en cuenta en el programa de obras de generación.

## **9. EVALUACIÓN DE LA CARTERA DE PROYECTOS DE LOS NO INTEGRANTES DEL COES-SINAC**

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

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

### **9.1.1 C.T. Nueva Esperanza**

El SUBCOMITE no ha considerado la posibilidad de ingreso en el horizonte de Estudio del proyecto Central Térmica Nueva Esperanza de la empresa BPZ Energy, a pesar que es de público conocimiento que la empresa está impulsando de manera decidida la implementación y construcción de una planta de generación eléctrica de 160 MW con gas natural proveniente del campo de gas Corvina (Tumbes). Cabe señalar que la empresa ha adquirido el terreno donde se emplazará la central termoeléctrica y que, en el mes de

octubre del presente año, se ha emitido la orden de compra por tres (3) turbinas de marca General Electric modelo GE LM6000 de 45 MW c/u y con opción de compra de una cuarta turbina, estimando su ingreso en operación en mayo de 2010.

Asimismo, el 05 de diciembre del presente año se publicó la noticia de que el Ministerio de Energía y Minas habría declarado de necesidad pública la inversión privada en la construcción y operación de una planta de procesamiento de gas natural que abastecería a la central termoeléctrica de Nueva Esperanza.

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 el programa de obras de generación del Estudio.

#### **9.1.2 C.H. Pías I**

El SUBCOMITE no ha considerado la posibilidad de ingreso en el horizonte de Estudio del proyecto Central Hidroeléctrica Pías I, de 12 MW de capacidad, a pesar que se tiene información que su construcción se ha iniciado en los primeros meses del año 2007. El proyecto se complementa con la construcción de la línea de transmisión en 138 KV Huallanca-Sihuas-Tayabamba-Llacuabamba, habiéndose finalizado el tramo Tayabamba-Llacuabamba, que comprende 57 Km., el 26 de julio de 2006. Los estudios de ingeniería definitivos y expediente técnico han sido elaborados por la Consultora Colpex Project del Grupo Sinersa, teniéndose previsto que la central entre en operación a fines del primer trimestre de 2009. Por lo expuesto, el SUBCOMITE deberá solicitar la información correspondiente, a fin de determinar con el debido sustento su inclusión o no en el programa de obras de generación del Estudio.

#### **9.1.3 C.H. Pucurhuay**

El SUBCOMITE no ha considerado la posibilidad de ingreso en el horizonte de Estudio del proyecto Central Hidroeléctrica Pucurhuay, de la empresa Energética Chaprín S.A., que se encuentra en proceso de construcción. Es de conocimiento público que el proyecto tiene el estudio definitivo culminado, que se ha concluido el concurso por el suministro y ejecución de obras y que, además, el financiamiento lo realizan con recursos propios y un préstamo otorgado por un banco local. El cronograma de ejecución de este proyecto indica una duración de 27 meses de construcción por lo cual se estima que entraría en operación el primer trimestre de 2010. En ese sentido, el SUBCOMITE deberá solicitar la información correspondiente, a fin de determinar con el debido sustento su inclusión o no en el programa de obras de generación del Estudio.

#### **9.1.4 C.H. La Virgen**

En los folios 501 a 511 del Estudio, la empresa Peruana de Energía S.A.A., propietaria del proyecto Central Hidroeléctrica La Virgen, informa que el cierre financiero del proyecto se realizaría en el mes de enero 2009, que los contratos de construcción y suministro de equipos se suscribirían en el mes de diciembre de 2008 y que se estima terminar la construcción de la central en el mes de

mayo de 2011, por lo que se prevé su entrada en operación en el primer semestre de ese año, es decir, dentro del horizonte del presente Estudio. Sin embargo, el SUBCOMITE no ha tomado en cuenta la información indicada en el Estudio, razón por la cual se solicita presentar el debido sustento del porqué el presente proyecto no ha sido tomado en cuenta en el programa de obras de generación del Estudio.

#### **9.1.5 C.H. San Gabán I**

En los folios 524 a 528 del Estudio, la Empresa de Generación Macusani S.A., propietaria del proyecto de la Central Hidroeléctrica San Gabán I, informa que el cierre financiero del proyecto y la suscripción de los contratos de suministro de equipos y construcción de las obras civiles se realizaría en el año 2009, estimándose la entrada en operación en el año 2011, es decir, dentro del horizonte del presente Estudio. Sin embargo, el SUBCOMITE GENERADORES, no ha tomado en cuenta la información indicada en el Estudio, por lo que se solicita indicar las razones por las que el presente proyecto no ha sido tomado en cuenta en el programa de obras de generación.

#### **9.1.6 C.H. Quitaracsa**

En los folios 524 a 528 del Estudio, la Empresa de Generación Quitaracsa S.A., propietaria del proyecto de la Central Hidroeléctrica Quitaracsa I, informa que tiene el financiamiento del proyecto desde agosto 2008 previéndose que durante los meses de noviembre y diciembre del presente año se suscriban los contratos de construcción en los que se prevé un plazo de 34 meses. En el caso particular de esta generación, los equipos ya se encuentran con contratos de suministro, lo cual hace prever que su entrada en operación se de en el año 2011. Por lo tanto, considerando la información señalada, el SUBCOMITE deberá sustentar la no inclusión del presente proyecto en el programa de obras de generación del Estudio.

#### **9.1.7 C.H. Tarucani**

En los folios 543 a 549 del Estudio, la Empresa de Generación Tarucani Generating Company, propietaria del proyecto de la Central Hidroeléctrica Tarucani, informa que tiene avanzado el financiamiento del proyecto y que el proceso de construcción está por iniciarse, previendo que el proyecto entraría en operación en el año 2010. Por lo tanto, considerando la información expuesta, el SUBCOMITE deberá sustentar la no inclusión del presente proyecto en el programa de obras de generación del Estudio.

#### **9.1.8 C.T. Fénix**

La empresa Fénix Power Perú S.A. recibió la autorización para la implementación de una central térmica de ciclo combinado en la zona de Chilca (596,7 MW) a través de la Resolución Ministerial N° 476-2008-MEM/DM, estableciéndose un plazo de 36 meses para su ejecución, por lo cual esta central entraría en operación en el tercer trimestre de 2011, es decir, dentro del horizonte del presente Estudio. En ese sentido, el SUBCOMITE deberá solicitar la información correspondiente, a fin de determinar con el debido sustento su inclusión o no en el programa de obras de generación del Estudio.

### **9.1.9 C.H. Santa Cruz**

La empresa Santa Cruz S.A.C. recibió la autorización para la implementación de una Central Hidroeléctrica Santa Cruz (5,9 MW) a través de la Resolución N° 052-2007 – Región Ancash/DREM, habiendo iniciado obras en diciembre de 2007 y teniendo previsto su ingreso en enero de 2009, es decir, dentro del horizonte del presente Estudio. Por lo señalado, el SUBCOMITE deberá solicitar la información correspondiente, a fin de determinar con el debido sustento su inclusión o no en el programa de obras de generación del Estudio.

### **9.1.10 C.H. Roncador**

La empresa Agro Industrias Maja S.A.C. recibió la autorización para la implementación de una central hidroeléctrica Roncador (3,8 MW) a través de la Resolución N° 499-2007 – MEM/DM, teniendo previsto su ingreso dentro del horizonte del presente Estudio. Por lo señalado, el SUBCOMITE deberá solicitar la información correspondiente para el análisis correspondiente, a fin de determinar con el debido sustento su inclusión o no en el programa de obras de generación del Estudio.

### **9.1.11 Conversión de C.T. Atocongo**

La empresa Generación Eléctrica Atocongo S.A. está realizando trabajos para el proyecto de conversión a gas natural de su central térmica Atocongo (40 MW) previéndose la culminación del proyecto en marzo de 2010. Por lo señalado, el SUBCOMITE deberá solicitar la información correspondiente para el análisis correspondiente, a fin de determinar con el debido sustento su inclusión o no en el programa de obras de generación del Estudio.

## **10. 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 (folio 15 del Estudio), se requiere lo siguiente:

- Se presente la documentación actualizada sobre los proyectos de transmisión de L.T. Tocache – Bellavista en 138 kV y de L.T. San Gabán – Mazuko – Puerto Maldonado en 138 kV. En el Estudio no se adjunta ninguna información al respecto.
- En el programa de obras de transmisión no se ha incluido el reforzamiento de la interconexión Centro – Sur (L.T. Mantaro – Cotaruse – Socabaya), por considerar que a la fecha no se ha llegado un acuerdo entre el consorcio Transmantaro y el Estado Peruano para su ejecución. Cabe señalar que este proyecto está incluido dentro del Plan Transitorio de Transmisión por lo cual no está supeditado a que se llegue a un acuerdo entre el Estado con una empresa de transmisión, sino que puede ser entregado en licitación pública, tal como ha ocurrido con otros proyectos de transmisión. En este caso, se debe sustentar la inclusión o no de este reforzamiento considerando la necesidad de este proyecto dentro del desarrollo del sistema de transmisión del SEIN y no necesariamente bajo un criterio de falta de acuerdo.

---

## **COSTOS VARIABLES DE CENTRALES TÉRMICAS**

### **11. INCLUSION DE IMPUESTO SELECTIVO AL CONSUMO**

El SUBCOMITE ha incluido, dentro del Estudio, los Impuestos Selectivos al Consumo (ISC) tanto para los precios de combustibles del Diesel y del Residual, tomando como referencia la vigencia de las exoneraciones que tienen estos combustibles para su uso en generación eléctrica.

Los precios de los combustibles, de acuerdo con el Artículo 50° de la LCE, deben ser expresados a precios vigentes en el mes de marzo. En tal sentido, para la presente regulación, el SUBCOMITE deberá excluir el ISC en el precio del Diesel para generación.

### **12. 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 2009, conforme al Artículo 50° de la LCE.

### **13. 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 ha considerado el consumo de gas natural a agosto de 2007, cuando debe considerar el consumo para todo el año 2008. Por lo expuesto, se solicita al SUBCOMITE actualizar los consumos de gas natural para el año 2008.

### **14. ACTUALIZACION DE PRECIOS DE GAS NATURAL**

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

### **15. INFORMACION DE C.T. FLORES**

El SUBCOMITE no ha presentado el sustento del consumo específico, costo variable no combustible, precio de gas natural y de los poderes caloríficos superiores e inferiores de la Central Térmica Las Flores operando con gas natural. Por este motivo, se requiere la presentación del sustento correspondiente a la información de esta central.

## **16. FLETE DE C.T. YARINACOCHA**

El SUBCOMITE ha modificado el flete de la Central Térmica Yarinacocha en base al documento presentado en los folios 619 a 621. Al respecto, en este documento se hace referencia a que el flete corresponde al transporte del combustible desde la Planta Conchán hasta Yarinacocha, por lo cual correspondería considerar el precio de combustible para esta central en la Planta Conchán y no en la Planta Pucallpa, para que sea congruente con el flete considerado en el Estudio.

## **17. MODIFICACIONES DE PODERES CALORIFICOS**

El SUBCOMITE ha modificado los poderes caloríficos superiores e inferiores de las Centrales Térmicas Santa Rosa, Mollendo y Calana, sin haber presentado el sustento respectivo. Por este motivo, se solicita la presentación del sustento correspondiente a estas modificaciones o, caso contrario, mantener los valores utilizados con anterioridad.

## **18. MODIFICACION DE CONSUMO ESPECIFICO DE TG1 DE C.T. ILO 1**

El SUBCOMITE ha modificado el consumo específico de la unidad TG1 de la central térmica ILO 1, sin haber presentado el sustento respectivo. Por este motivo, se solicita la presentación del sustento correspondiente a estas modificaciones o, caso contrario, mantener los valores utilizados con anterioridad.

## **19. COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE (CVNC)**

### **19.1 Empleo de Procedimientos COES**

El SUBCOMITE señala haber actualizado los Costos Variables No Combustibles (CVNC) de las unidades correspondientes a las centrales Tumbes, Yarinacocha, Pacasmayo, Calana, Ilo 1, Ilo 2, Bellavista, Taparachi, Piura, Chilina, Mollendo, Aguaytía, Ventanilla, Santa Rosa y Chilca sobre la base de los Procedimientos N° 32 y 34 del COES-SINAC.

Al respecto, se debe manifestar que, tal como se señalara en regulaciones tarifarias anteriores, los procedimientos del COES-SINAC se establecen como parte de su funcionamiento y organización, para efectos de las transacciones a corto plazo que realizan sus integrantes en el denominado mercado spot. El fundamento legal para la elaboración y aprobación de dichos procedimientos se encontraba en el Título IV de la LCE y su Reglamento ("Comité de Operación Económica del Sistema")<sup>7</sup>. Por ello, los procedimientos del COES-SINAC no determinan el Precio en Barra, sino que éste se fija en función de lo dispuesto para el Sistema de Precios de la Electricidad, cuyo fundamento legal se encuentra en el Título V de la LCE y su Reglamento ("Sistema de Precios de la Electricidad").

<sup>7</sup> Cabe mencionar que la Ley N° 28832 derogó expresamente los Artículos 39°, 40° y 41° de la LCE; los cuales en su totalidad conformaban el mencionado Título IV de la LCE.

Por tanto, no resultan aplicables para propósitos de regulación de tarifas, los costos variables de mantenimiento directamente obtenidos de la aplicación de los procedimientos del COES-SINAC, debiéndose mantener los procedimientos y principios utilizados en los procesos regulatorios previos. Así, por ejemplo, respecto de la determinación del CVNC sobre la base de un promedio ponderado por el número de arranques en el caso de turbinas a gas, se ha indicado reiteradamente en los procesos regulatorios anteriores que, ello 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. Es decir, se estaría forzando a que se asuma como más probables los escenarios con mayor número de arranques lo cual no necesariamente es cierto.

Como consecuencia de lo anterior, se originaría que el CVNC se sesgue hacia valores más altos de lo que probablemente sería adecuado; por ello, lo más razonable es ponderar los escenarios por su probabilidad "real" de ocurrencia, la cual puede ser más difícil de probar aún. En este sentido, al carecerse de las probabilidades de cada escenario (los cuales además no necesariamente coinciden con los que el COES-SINAC ha asumido), la teoría demuestra que la mejor estimación se logra considerando valores promedio. Por tanto, esta consideración deberá tenerse en cuenta al determinar el CVNC de turbinas a gas.

Asimismo, la determinación del CVNC sin considerar precios eficientes promedio de mercado, ni las recomendaciones del boletín de servicio del fabricante, llevan a que para la determinación del CVNC de unidades de un mismo modelo se utilicen costos y frecuencias diferentes. Esto fue observado en la regulación del año 2008 respecto de las unidades de las centrales termoeléctricas de Tumbes, Yarinacocha, Pacasmayo, Calana, Ilo 1, Ilo2, Bellavista, Taparachi, Chilina y Mollendo, Aguaytía, Ventanilla y Chilca; sin embargo, en esta oportunidad se ha presentado la misma propuesta para estas unidades, entre otras, sin incluir un sustento adicional.

Considerando lo anterior, respecto del uso de contratos LTSA para la determinación del CVNC, reiteramos lo señalado en los Informes Técnicos OSINERG-GART/DGT N° 040-2006, OSINERG-GART/DGT N° 044-2006, N° 113-2007-GART y N° 193-2008-GART que sustentaron las Resoluciones OSINERG N° 242-2006-OS/CD, OSINERG N° 247-2006-OS/CD, OSINERGMIN N° 168-2007-OS/CD y OSINERGMIN N° 341-2008-OS/CD, debiendo reiterar sus conclusiones por la razón que si bien un contrato se suscribe cuando ambas partes consideran que han logrado acuerdos beneficiosos; ello no impide que alguna de las partes pueda haber cometido una sobre valoración producto de su percepción sobre la materia negociada; en este sentido, tratar de argumentar que el uso de un contrato es eficiente simplemente porque fue suscrito por las dos partes, carece de lógica, puesto que otros contratos por el mismo producto pueden tener mejores precios. En este sentido, reiteramos que la determinación del CVNC debe efectuarse sobre la base de costos eficientes promedio de mercado y considerando las recomendaciones del boletín de servicio del fabricante, tal como fuera establecido en los procesos regulatorios previos.

## 19.2 Falta información de sustento

El SUBCOMITE ha modificado valores de CVNC, los cuales no cuentan con sustento de cálculo. En el Estudio presentado, medio magnético, no se han encontrado los archivos de cálculos que respalden los valores de CVNC propuestos para la presente fijación, para las siguientes centrales:

- ❖ Unidades UTI-5, UTI-6 y TG7 de la CT Santa Rosa
- ❖ Unidades TG3 y TG4 de la CT Ventanilla
- ❖ CT Taparachi
- ❖ CT Bellavista
- ❖ Unidades MAK1 y MAK2 de la CT Tumbes Nueva
- ❖ CT Yarinacocha
- ❖ CT Chilina
- ❖ CT Calana
- ❖ Unidades TV2, TV3 , TV4 y TG1 de CT ILO1
- ❖ CT ILO 2
- ❖ Unidades TG1 y TG2 de CT Chilina.

Por lo tanto, se solicita al SUBCOMITE entregar todos los archivos de cálculos, en formatos de uso común, de manera que permitan verificar los datos y cálculos efectuados. Estos archivos deberán contener las fórmulas debidamente vinculadas, macros (si las tuviese) y enlaces que se hayan utilizado.

Además, el SUBCOMITE deberá presentar los sustentos de costos debidamente documentados considerando una metodología apropiada que garantice el criterio de eficiencia, conservando los estándares de calidad y seguridad en la operación de las centrales termoeléctricas.

---

## PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA

### 20. MODIFICACION EN LOS ARCHIVOS DE DATOS DEL MODELO PERSEO

#### 20.1 Archivo RGO

El SUBCOMITE ha modificado las restricciones de riego de la cuenca del Río Rímac / Santa Eulalia (CU-200), específicamente los valores mínimos de riego de los puntos "Máximo Huinco", "Riego 1", "Riego 2" y "Agua Potable La Atarjea", sin haber presentado el sustento respectivo. Por este motivo, se requiere la presentación del sustento correspondiente de estas modificaciones o, caso contrario, mantener los valores utilizados con anterioridad.

#### 20.2 Archivo GTT

El SUBCOMITE ha modificado los factores de disponibilidad de las unidades TG7 de CT Santa Rosa (gt-14), Cummins de CT San Nicolás (gt-20A), TG1 y TG2 de C.T. Malacas (gt-17 y gt17B) ", sin haber presentado el sustento respectivo. Por este motivo, se requiere la presentación del sustento

correspondiente de estas modificaciones o, caso contrario, mantener los valores utilizados con anterioridad.

### **20.3 Archivo HID**

El SUBCOMITE ha modificado los valores de caudales en la cuenca de Aricota (QN-2101) y en la cuenca Sibinacocha (QN-2301 y QN-2302) para los años 2000 a 2005, sin haber presentado el sustento respectivo. Por este motivo, se requiere la presentación del sustento correspondiente a estas modificaciones o, caso contrario, mantener los valores utilizados con anterioridad.

### **20.4 Archivo CHH**

El SUBCOMITE ha considerado enero de 2010 como fecha de ingreso de la Central Hidroeléctrica Platanal, cuando, la fecha debería ser noviembre 2009, de acuerdo con lo señalado el folio 14 del Estudio. En ese sentido, corresponde corregir este error, para tener una coherencia en el Estudio.

Asimismo, se está considerando que la C.H. Santa Rosa I no está disponible en el Estudio; sin embargo, no se sustenta el porqué de este retiro. Si la razón de esto, es el retiro de esta central como integrante del COES (folio 306 del Estudio) habría que tener claro que dicho retiro no implica su salida de operación del sistema y que, por lo tanto, esta central podría estar operando de la forma como lo hacen las centrales de Curumuy y Poechos que tampoco pertenecen al COES. En este sentido, el SUBCOMITE deberá confirmar la salida de operación de esta central o, caso contrario, mantener la representación utilizada con anterioridad.

## **21. REPRESENTACION DE CONGESTION 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 el horizonte del Estudio, sin considerar que la compensación por los costos adicionales originados por esta congestión ya se efectúa a través de un Cargo Unitario que se agrega al Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión conforme lo establece la norma "Procedimiento para Trasladar a los Usuarios de Electricidad los Costos Adicionales por Congestión en el Ducto de Camisea".

Al respecto, se debe considerar que el Decreto de Urgencia N° 049-2008, publicado el 18 de diciembre de 2009, establece que los costos marginales que se apliquen al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante "SEIN") se determinarán sin considerar restricciones de producción o transporte de gas natural ni de transmisión de electricidad en el período enero de 2009 a diciembre de 2011, no pudiendo dichos costos marginales ser superiores al valor límite que defina el Ministerio de Energía y Minas mediante Resolución Ministerial. Cabe señalar que los sobrecostos por estas restricciones serán cubiertos por un cargo adicional a través del Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión.

Por las razones expuestas, se debe retirar la representación de la congestión en el ducto de transporte del gas natural de Camisea dentro del programa de operación para el horizonte del Estudio.

## **22. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO MAYOR DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS Y TERMOELÉCTRICAS**

### **22.1 Observaciones Generales**

Para el año 2008 (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° 0113-2007-GART, que sustentó la Resolución OSINERGMIN N° 168-2007-OS/CD que fijó los Precios en Barra para el período mayo 2007- abril 2008; así como, en el numeral E.1 del Anexo E del Informe N° 0193-2008-GART, que sustentó la Resolución OSINERGMIN N° 341-2008-OS/CD que fijó los Precios en Barra para el período mayo 2008 - abril 2009, 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.

Adicionalmente a los argumentos expuestos en los citados informes, es preciso señalar lo siguiente:

- Dentro del proceso de planificación, las decisiones más importantes recaen en el largo y mediano plazo ya que es en este horizonte de tiempo donde se determina el régimen de utilización más adecuado de los embalses de regulación anual y estacional que, por su magnitud, son los susceptibles de producir los mayores ahorros económicos al sistema.
- Cuando el COES-SINAC elabora los programas de operación de largo y mediano plazo, lo hace bajo premisas previamente expuestas a fin de realizar una utilización eficiente de los recursos en los diferentes horizontes temporales que abarca la programación de la operación.
- Estrictamente asociado a la tarea de elaboración de los programas de operación de largo y mediano plazo, está la determinación del Programa de Mantenimiento Anual y Mayor. En efecto, la determinación y establecimiento de la secuencia cronológica más apropiada en que deben ser realizados los mantenimientos contribuye a lograr el menor costo operativo, sobre todo de las unidades más importantes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante "SEIN"). Si el COES-SINAC no realizara esta función estaría incumpliendo una de sus funciones más importantes asignadas por ley<sup>8</sup>.

---

<sup>8</sup> **Artículo 12º (Ley N° 28832).- Naturaleza del COES**  
(...)

12.1 El COES tiene por finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo.

De otro lado, sin perjuicio de lo señalado y como resultado de la revisión de los mantenimientos propuestos por el SUBCOMITE, cabe señalar lo siguiente:

- Dentro de los mantenimientos considerados para el año 2008, se han agregado mantenimientos que no coinciden ni con los trabajos realizados ni con los periodos que se reportan diariamente por el COES dentro de los mantenimientos realizados en los Informes de Evaluación de la Operación Diaria (IEOD). Así mismo, se han agregado como mantenimientos, las actividades de pruebas y de trabajos correctivos de las unidades de generación, los cuales por su naturaleza no deben ser incluidos dentro de estos mantenimientos.
- Tomando como referencia los factores de indisponibilidad que publica la National Energy Reliability Council (NERC), que también es utilizada por el COES-SINAC en sus diferentes procedimientos, se tiene que muchos de los mantenimientos propuestos para el año 2008, hacen que las unidades de generación tengan indisponibilidades mayores a los valores estándares de la NERC, lo cual daría a entender que se ha incurrido en una ineficiente gestión de mantenimientos.

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 2008.

## 22.2 Trabajos en la Central Hidroeléctrica Mantaro

En los factores de reducción de potencia que afectan a la Central Hidroeléctrica Mantaro debido a la indisponibilidad de cada uno de sus grupos, erróneamente se consigna reducciones mayores a las que han sido establecidas con anterioridad<sup>9</sup>.

Mantaro	G1	103.83	0.16	CH-0803
Mantaro	G2	104.88	0.16	CH-0803
Mantaro	G3	103.20	0.16	CH-0803
Mantaro	G4	107.44	0.17	CH-0803
Mantaro	G5	77.60	0.12	CH-0803
Mantaro	G6	75.76	0.12	CH-0803
Mantaro	G7	77.78	0.12	CH-0803
Mantaro	CENTRAL	<b>650.48</b>	<b>1.00</b>	CH-0803

Al respecto, dicha central posee la particularidad que, cuando se indisponen alguno de sus grupos, la central en conjunto no sufre una reducción en su generación equivalente a la potencia del grupo indisponible.

(...)

Este artículo sustituyó al Artículo 39° de la LCE que literalmente decía:

*Artículo 39° (LCE).- Los titulares de las centrales de generación y de sistemas de transmisión, cuyas instalaciones se encuentren interconectadas conformarán un organismo técnico denominado Comité de Operación Económica del Sistema (COES) con la finalidad de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.*

*Para tal efecto, la operación de las centrales de generación y de los sistemas de transmisión se sujetarán a las disposiciones de este Comité.*

<sup>9</sup> Ejemplo: Fijación tarifaria de mayo de 2007.

En este sentido, las salidas individuales de los grupos del 1 al 4 provocan una reducción aproximada de 48,5 MW<sup>10</sup> de potencia en la central lo que equivale a considerar un factor de reducción de 0,074 (48,5/650,4) con la finalidad de expresar las horas de indisponibilidad individual de los grupos como una indisponibilidad de la central representada en el modelo PERSEO.

Asimismo, las indisponibilidades individuales de los grupos del 5 al 7 provocan una reducción aproximada de 22,5 MW<sup>11</sup> de potencia en la central lo que equivale a considerar un factor de reducción de 0,034 (22,5/650,4) con la finalidad de expresar las horas de indisponibilidad individual de los grupos como una indisponibilidad de la central representada en el modelo PERSEO.

Cabe señalar que esta misma observación fue realizada en la anterior fijación, mediante el Informe Técnico N° 0437-2007-GART "Observaciones al Informe Técnico Económico presentado por el COES-SINAC para la Regulación de Mayo 2008", y aceptada por el COES-SINAC en la Absolución de Observaciones a dicho Informe.

Consecuentemente, el SUBCOMITE deberá modificar su propuesta a fin de utilizar estos factores para la reducción de potencia de la central hidroeléctrica Mantaro por efecto de indisponibilidades de sus grupos.

### **22.3 Evaluación de las Actividades de Mantenimiento Propuestas para los años comprendidos entre el 2009 y el 2011**

Se solicita al SUBCOMITE una mayor descripción de las tareas involucradas referidas en el programa de mantenimiento como "Mantenimiento Mayor" con la finalidad de que OSINERGMIN pueda evaluar su pertinencia, más aún para los trabajos programados en los años 2010 y 2011 donde no se ha presentado ni el sustento y ni los cálculos que justifican la determinación del programa de mantenimiento para esos años tanto para las centrales hidroeléctricas como para las unidades termoeléctricas.

Por esta razón, el SUBCOMITE deberá presentar dicho sustento a fin de ser analizado por el organismo regulador, en caso contrario OSINERGMIN establecerá estos mantenimientos con la información disponible.

Con respecto a la evaluación de las actividades de mantenimiento propuestas por el SUBCOMITE para el año 2009, se ha encontrado que algunas actividades de mantenimiento superan ampliamente los tiempos de actividades similares en fechas anteriores conforme se detalla en los siguientes párrafos. En general, se han identificado las observaciones específicas que se muestran a continuación.

#### **22.3.1 Centrales Hidroeléctricas**

##### C.H. Mantaro

---

<sup>10</sup> La propuesta del SUBCOMITE considera 104 MW aproximadamente.

<sup>11</sup> La propuesta del SUBCOMITE considera 77 MW aproximadamente.

La actividad “Purga de la presa Tablachaca” figura con una duración de 15 días; sin embargo, es preciso señalar que esta actividad depende de la hidrología que se presente, pudiéndose presentar el caso que incluso no se realice tal como se muestra en el siguiente cuadro:

Ubicación	Inicio	Final	Descripción	Días
PRESA TABLACHACA	21-feb-00	03-mar-00	PURGA DE EMBALSE TABLACHACA	11
PRESA TABLACHACA	01-mar-01	15-mar-01	PURGA DE EMBALSE TABLACHACA	14
PRESA TABLACHACA	06-mar-02	20-mar-02	PURGA DE EMBALSE TABLACHACA	14
PRESA TABLACHACA	03-mar-03	04-mar-03	PURGA DE EMBALSE TABLACHACA	01
PRESA TABLACHACA	14-mar-03	16-mar-03	PURGA DE EMBALSE TABLACHACA	02
PRESA TABLACHACA	15-feb-07	17-feb-07	PURGA DE EMBALSE TABLACHACA	02
PRESA TABLACHACA	06-mar-07	12-mar-07	PURGA DE EMBALSE TABLACHACA	06
PRESA TABLACHACA	19-mar-07	26-mar-07	PURGA DE EMBALSE TABLACHACA	07

Por lo expuesto, el SUBCOMITE deberá revisar y corregir la duración de la actividad propuesta para esta central de acuerdo con lo observado precedentemente.

#### C.H. Cahua

La actividad “Cambio de regulador de velocidad y de tensión, limpieza bobinado del estator, cambio descargador síncrono, reparación corona y álabes” fue propuesto y programado en el programa de mantenimiento mayor correspondiente a la Fijación de Tarifas de Mayo 2008, por lo cual dicha actividad no puede ser nuevamente incluida en la correspondiente Fijación de Tarifas. Sin perjuicio de lo mencionado, estas actividades deberían ser programadas en época de estiaje de manera que afecte lo menos posible la producción de energía eléctrica de esta central contribuyendo de esta manera a una correcta programación de la operación del SEIN.

Por lo expuesto, el SUBCOMITE deberá retirar este trabajo de mantenimiento propuesto de acuerdo con lo indicado.

#### C.H. Chimay

Se ha encontrado que, para el mes de abril de 2009, se está consignando doblemente el efecto de los mantenimiento de los grupos G1 y G2 ya que para los días señalados en la siguiente tabla, toda la central estará indisponible, no debiéndose contabilizar, en consecuencia, el mantenimiento de los grupos G1 y G2. Al respecto, se requiere que el SUBCOMITE corrija este error.

HORAS EQUIVALENTES		D	L	M	M	J	V	S	D	
	Día	15	16	17	18	19	20	21	22	
CHIMAY	CENTRAL	23.54	23.54	23.54	23.54	23.54	23.54	23.54		CH-1101 164.77
CHIMAY	G1				11.77	11.77	11.77			CH-1101 35.31
CHIMAY	G2	11.77	11.77	11.77						CH-1101 35.31

### 22.3.2 Centrales Termoeléctricas

#### C.T. Shougesa

Se ha detectado un error en la hoja de cálculo que determina los factores de reducción de potencia que se debe considerar para la central debido a la indisponibilidad de cada una de sus unidades a vapor en la hoja de cálculo MANTENIMIENTO\_GENERACION\_2009.XLS

SAN NICOLÁS	CUMMINS	1.23	1.00	gt-20A
SAN NICOLÁS	TV1	19.03	1.69	gt-20
SAN NICOLÁS	TV2	18.28	1.63	gt-20
SAN NICOLÁS	TV3	25.79	2.30	gt-20
SAN NICOLÁS	CENTRAL	<b>63.10</b>	<b>5.62</b>	gt-20

Por lo expuesto, se requiere que el SUBCOMITE revise y corrija el error señalado.

#### C.T. Malacas

En el Estudio, se observa el siguiente trabajo de mantenimiento:

EMPRESA	UBICACION	EQUIPO	DESCRIPCION
EEPSA	MALACAS	TG4	INSPECCION MAYOR DE TURBINA, E INSPECCION MAYOR DE GENERADOR

Dicho mantenimiento propuesto tiene una duración de 86 días; sin embargo, actividades similares de dicha unidad e incluso de unidades equivalentes tuvieron una duración mucho menor como se muestra a continuación:

Empresa	Ubicación	Equipo	Inicio	Final	Descripción
EEPSA	MALACAS	TG4	20.01.01	03.02.01	INSPECCION MAYOR
EEPSA	MALACAS	TG4	03.02.01	08.03.01	MANTTO. MAYOR TIPO C.
<b>DURACION (DIAS)</b>			<b>47.4</b>		

Empresa	Ubicación	Equipo	Inicio	Final	Descripción
EEPSA	MALACAS	TG4	17.01.05	22.01.05	INSPECCION MAYOR TIPO C
EEPSA	MALACAS	TG4	22.01.05	12.02.05	INSPECCION TIPO C
EEPSA	MALACAS	TG4	12.02.05	26.02.05	MANTTO MAYOR, INSPECCION TIPO C.
EEPSA	MALACAS	TG4	26.02.05	05.03.05	MANTENIMIENTO MAYOR
EEPSA	MALACAS	TG4	05.03.05	21.03.05	MANTTO MAYOR
<b>DURACION (DIAS)</b>			<b>63.2</b>		

Empresa	Ubicación	Equipo	Inicio	Final	Descripción
TERMOSELVA	AGUAYTIA	TG1	09.04.01	05.05.01	INSPECCION TIPO C
<b>DURACION (DIAS)</b>			<b>26.0</b>		

Empresa	Ubicación	Equipo	Inicio	Final	Descripción
TERMOSELVA	AGUAYTIA	TG1	10.01.04	17.01.04	Inspección C2
TERMOSELVA	AGUAYTIA	TG1	17.01.04	24.01.04	INSPECCION TIPO C
TERMOSELVA	AGUAYTIA	TG1	24.01.04	01.02.04	Inspección C2
TERMOSELVA	AGUAYTIA	TG1	01.02.04	01.03.04	MANTENIMIENTO MAYOR - INSPECCIÓN TIPO C.

DURACION (DIAS)	50.0
-----------------	------

Empresa	Ubicación	Equipo	Inicio	Final	Descripción
TERMOSELVA	AGUAYTÍA	TG1	15.01.07	17.02.07	INSPECCIÓN TIPO "C" + GENERADOR MAYOR
DURACION (DIAS)			32.1		

Empresa	Ubicación	Equipo	Inicio	Final	Descripción
TERMOSELVA	AGUAYTIA	TG2	07.01.01	16.02.01	INSP. TIPO C.
DURACION (DIAS)			40.0		

Empresa	Ubicación	Equipo	Inicio	Final	Descripción
TERMOSELVA	AGUAYTIA	TG2	31.08.03	20.09.03	MANTENIMIENTO TIPO "C"
TERMOSELVA	AGUAYTIA	TG2	20.09.03	25.09.03	MANTENIMIENTO MAYOR
DURACION (DIAS)			25.9		

Por lo previamente mencionado, el SUBCOMITE deberá efectuar las revisiones correspondientes a fin de proceder a corregir la duración excesiva considerada para dicha actividad de mantenimiento.

### C.T. Ilo1

La configuración de la Central Ilo 1 es tal que los calderos de producción de vapor alimentan un colector común, colector del cual se alimentan las unidades turbo vapor TV2, TV3 y TV4. En ese sentido, si saliera por mantenimiento la unidad TV3, el sacar de mantenimiento un caldero no debe provocar una reducción adicional de potencia a la central dado que la reducción de potencia debido al retiro de la unidad TV3 cubre, asimismo, el retiro simultáneo de un caldero. Sin embargo, el Estudio considera una doble reducción en la potencia de la central.

HORAS EQUIVALENTES			D	L	M	M	J	V	S
			1	2	3	4	5	6	7
ENERSUR	ILO 1	CAL_B3							
ENERSUR	ILO 1	CAL_B4	14.44	14.44	14.44	14.44	14.44	14.44	14.44
ENERSUR	ILO 1	TV3	22.46	22.46	22.46	22.46	22.46	22.46	22.46

(Solo se muestra una parte de la hoja Excel)

Adicionalmente, cabe señalar que el mantenimiento individual de la unidad TV3 o TV4 modifica el rendimiento de las unidades restantes.

Por lo antes mencionado, se requiere que el SUBCOMITE efectúe las revisiones pertinentes a fin de corregir la actividad propuesta de acuerdo con lo indicado.

## 23. MODIFICACIÓN DE SERIES HIDROLÓGICAS

Con relación a las series hidrológicas, el SUBCOMITE en el Estudio propone: actualizar la información hidrológica hasta el año 2007, establecer los costos variables por sólidos en suspensión de la C.H. Cañón de Pato y reducir las

series de caudales naturales del periodo 1965-2007 a 1992-2007. 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.

### **23.1 Actualización de la Serie Hidrológica del año 2007**

#### **23.1.1 Observaciones a la “Naturalización de Caudales del Río Pativilca – Central Hidroeléctrica Cahua – Año 2007, Informe Final – Versión Definitiva”, Setiembre 2008.**

El informe “Naturalización de Caudales del Río Pativilca – Central Hidroeléctrica Cahua – Año 2007, Informe Final – Versión Definitiva”, Setiembre 2008 presentado en el Anexo F del Estudio (medio magnético), que sustenta los cálculos para la naturalización de caudales de la cuenca del río Pativilca, es incompleto debido a que no se ha presentado información relevante que permita verificar a OSINERGMIN la consistencia de los cálculos efectuados para la obtención de los caudales naturales del año 2007. Por lo tanto, se requiere que el SUBCOMITE presente, para el análisis y evaluación correspondiente, la siguiente información:

- Los cuadros No. 5.2, 5.3, 5.4, 5.5, 5.6, 5.7, 5.9, 5.10, 5.11, 5.12, 5.13 y 5.14, mencionados en el informe.
- El análisis de confiabilidad de la información de precipitación de la cuenca del Río Pativilca, la misma que deberá ser presentada y actualizada hasta del año 2007.

#### **23.1.2 Observaciones al “Sistema de Centrales Hidroeléctricas Arcata – Naturalización de Caudales Año 2007, Informe Final – Versión Definitiva”, Setiembre 2008.**

En el informe “Sistema de Centrales Hidroeléctricas Arcata – Naturalización de Caudales Año 2007, Informe Final – Versión Definitiva”, Setiembre 2008 presentado en el Anexo F del Estudio (medio magnético), no se presenta el análisis de confiabilidad de la información de precipitación. En este sentido, se requiere que el SUBCOMITE remita dicho análisis con información actualizada al año 2007.

#### **23.1.3 Observaciones al “Estudio de Naturalización de la información hidrológica del río Vilcanota, Informe Final - Año 2007”.**

En el informe “Estudio de Naturalización de la información hidrológica del río Vilcanota, Informe Final - Año 2007”, presentado en el Anexo F del Estudio (medio magnético) falta la presentación de un plano con la ubicación de las lagunas y las centrales ubicadas en la cuenca del río Vilcanota. De igual forma, no se presenta el Plano de isoyetas, ni el diagrama topológico referente a la Central Hidroeléctrica Machupicchu ni el embalse Sibinacocha. Al respecto, se requiere que el SUBCOMITE complete esta información.

Adicionalmente los caudales naturales en la cuenca del río Vilcanota para el período 1965-2006, se han modificado con respecto a los utilizados en la fijación anterior; por esta razón, se requiere que el SUBCOMITE presente el sustento de esta modificación.

#### **23.1.4 Observaciones a la “Actualización del Estudio Hidrológico Cuenca San Gabán- Año 2007”.**

En el informe “Actualización del Estudio Hidrológico Cuenca San Gabán- Año 2007”, presentado en el Anexo F del Estudio (medio magnético) falta la presentación de un plano de ubicación de los embalses involucrados, así como los diagramas topológicos correspondientes al sistema hidráulico asociado a sus centrales hidroeléctricas. Al respecto, se requiere que el SUBCOMITE complete esta información.

### **23.2 Reducción las series históricas del periodo 1965-2007 a 1992-2007**

#### **23.2.1 Observaciones Generales**

En el folio 26 del Estudio, el SUBCOMITE propone reducir las series históricas del periodo 1965-2007 al período 1992-2007 basado en el informe del Anexo F5, denominado: “Actualización de los valores normales de los caudales naturales en las cuencas de generación hidroeléctrica del COES-SINAC, con proyección por cambio climático para 50 años” (en adelante “Informe F5”).

El Informe F5 fundamentalmente incluye dos grandes partes: la sección III Entorno Físico del Cambio Climático en Perú y la IX Análisis Estadístico del Cambio Climático en la Hidrología del Perú. También incluye una sección breve sobre Operación Óptima de Sistemas Hidrotérmicos Modelo Perseo, y finalmente la sección de Conclusiones. Además, el Informe F5 tiene 7 Anexos: Anexo 1, incluye un cierto detalle de las pruebas estadísticas aplicadas; Anexo 2, muestra los gráficos de series de tiempo de los caudales naturalizadas para los meses lluviosos (EFM) y seco (JJA) para las 11 cuencas estudiadas; Anexo 3, muestra un resumen de las medias normales para los periodos 1965-2005 y 1991-2008 para los Ríos Tarma, Mantaro, Chancay, y Jequetepeque; Anexo 4, muestra las tablas de los caudales mensuales para las 11 estaciones; Anexo 5, muestra los correlogramas obtenidos de los caudales acumulados de los meses EFM y seco JJA; Anexo 6, muestra el borrador de una publicación sometida a revisión titulada “On Climate Change in Perú” (P.A. Cornejo Garrido); y Anexo 7, corresponde a una copia de la publicación “Global Land Precipitation: A 50-yr Monthly Analysis Based on Gauge Observations” por Chen y otros, 2002.

Al respecto, se tiene las siguientes observaciones generales:

- (1) El SUBCOMITÉ no puede recortar las series hidrológicas de 43 años a tan sólo 16 años basado en un informe sobre el cambio climático (el Informe F5) el cual no es concluyente, es incompleto y requiere de un mayor nivel de rigurosidad en su análisis, tal como se señala en las observaciones de los puntos 23.2.2. y 23.2.3. Por ejemplo, la interpretación de la serie de la figura 3.21, la misma que ilustra la propuesta para recortar las series

hidrológicas, fue presentada en el proceso regulatorio anterior con “saltos notables”; al respecto, en esta oportunidad se señala a tales saltos como una variación de los caudales en diferentes periodos con el objeto de generalizarla a todas las cuencas del país, lo cual no refleja sino más que una forma de encontrar el nivel de justificación para sesgar los resultados hacia el recorte de las series hidrológicas, cuando lo que la serie muestra es una sequía de la misma forma como aparecen en las series hidrológicas los periodos secos y húmedos.

Cabe precisar que con esta observación no se pretende ignorar los posibles cambios de estado de los datos históricos de caudales en algunos ríos del país, como consecuencia de efectos climáticos de gran escala particularmente en los océanos Pacífico y Atlántico, así como las proyecciones del incremento de temperatura (calentamiento global). Sin embargo, la pregunta relevante es qué va a pasar en el futuro. Para responder a esta interrogante en algunos casos lo que se ha hecho (y que es común) es usar modelos climáticos globales que, bajo varias suposiciones, producen escenarios de variables climáticas como la temperatura, presión, precipitación, etc. y luego usar modelos climáticos dinámicos regionales o procedimientos estadísticos para hacer el “downscaling” a fin de tener resultados a escalas espaciales más pequeñas, además de efectuar un estudio más exhaustivo de la dinámica de los caudales en los diversos ríos del sistema hidroeléctrico del país.

Mientras no se efectúen estudios como los mencionados, es prematuro sugerir que se acorten las series de caudales de todos los ríos a 16 años, más aún si el mismo Informe F5 establece y resalta, en el folio 687 del Estudio, que el salto climático que ocurre alrededor del año 1992 no es significativo en todas las cuencas del país.

Por lo tanto, el SUBCOMITÉ deberá efectuar los estudios señalados para justificar su propuesta o, de ser el caso, corregir su Estudio para el cálculo de las tarifas considerando la serie histórica desde 1965.

- (2) En el Informe F5, los periodos secos y húmedos se toman respectivamente los meses de JJA (Junio, Julio y Agosto) y EFM (Enero, Febrero y Marzo). Si bien es cierto estos meses son los más secos y húmedos no se dan los argumentos suficientes para no tomar, por ejemplo, periodos de 4 o 5 meses sobre todo si se tiene en cuenta que en ciertos años los periodos secos y húmedos varían. Al respecto, es reconocido que, en algunos años, el periodo de lluvias (o el periodo seco) se retrasa (o adelanta). En ese sentido, ¿Por qué no se tomó, por ejemplo, un criterio basado en cantidades con respecto a la contribución anual de cada periodo?
- (3) No se han presentado las hojas de cálculo, datos e información utilizada para la elaboración de los gráficos y cuadros que contiene en Informe F5. Al respecto, se requiere que el SUBCOMITÉ presente los archivos electrónicos, hojas de cálculo y datos que permitan reproducir todos los gráficos y cuadros presentados en el Informe F5. Cabe precisar que la presentación de dicha información es requisito necesario para analizar y evaluar las consideraciones, criterios y/o conclusiones a las que se arriba en dicho informe.

### 23.2.2 Observaciones al análisis físico-conceptual para sostener la reducción de las series históricas

El sustento físico-conceptual a que hace mención el Informe F5 sobre el cambio climático en las cuencas estudiadas se basa en:

- (a) Las variaciones de la PDO que aproximadamente el año 1976 cambió del estado frío al estado caliente.
- (b) Las variaciones temporales y espaciales de las precipitaciones tomadas del proyecto 50-Yr entre los periodos 1948-1977 y 1978-2007 (ambos de 30 años).
- (c) Las variaciones temporales y espaciales de las precipitaciones tomadas de las observaciones de satélites TRMM para los periodos 1998-2002 y 2003-2007.

Al respecto, se tiene las siguientes observaciones:

- (1) Sobre el punto (a) evidentemente existe cierta asociación entre la PDO y los caudales de estiaje en el Río Santa. Esta información es valiosa en el caso del Río Santa y tal vez en otros ríos donde el fenómeno y efecto sea claro, tanto física como estadísticamente. Sin embargo, otros ríos del Perú como ocurre en varios ríos de la Costa (por ejemplo, Rímac y Jequetepeque) aún cuando tienen un efecto importante de procesos como ENSO, no presentan cambios ni reducciones del caudal más allá de los periodos normales secos (sequías) y húmedos que ocurren en muchos ríos del mundo. Para tomar otro caso, las variaciones del Río Mantaro parecen ser algo más complejas. La literatura indica ciertos efectos en la precipitación sobre la cuenca del Mantaro, tanto del TSM (Temperatura de la Superficie del Mar) en el Pacífico (ejemplo, Niño 4), así como del Atlántico. Se sabe mucho más sobre las variaciones del fenómeno ENSO que sobre la ocurrencia de los TSM de largo plazo (ejemplo: PDO en el Pacífico y NAO67 en el Atlántico). La cuantificación de la contribución de cada fenómeno en las fluctuaciones de los caudales del Río Mantaro no es clara y no se ha estudiado. Por lo expuesto, por el hecho que en algunos ríos aparezcan saltos negativos (por ejemplo, Santa en el estiaje alrededor del año 1976), no es aceptable generalizar o extrapolar que a partir de tal año o a partir de 1992 se dé otro estado de los caudales en todos los ríos del país.
- (2) Sobre el punto (b), la Fig.3.3 del Informe F5 muestra que en la Sierra Central del Perú existen diferencias dentro del rango  $-5\%$  y  $+5\%$ . Estos datos también muestran algunos valores negativos en la región del Santa y en el Sur del Perú. Como los resultados de la Fig.3.3 sugieren que no hay cambios significativos de la precipitación en dichos periodos, entonces en el folio 674 se menciona que “...sin embargo las series de tiempo en cada cuenca presentadas en las Figs.3.5 a 3.12 confirman los cambios en la última década o mas...”. [Nota: Realmente las figuras referidas deben ser de la 3.5 a la 3.11]. No obstante ello, esta comparación no es convincente para ser concluyente y servir de base para el recorte de las series hidrológicas, dado que los periodos referidos son distintos. Es decir, las diferencias de la Fig. 3.3 se dan entre los periodos 1948-1977 y 1978-2007; mientras que en las Figs. 3.5-3.11 se dan en periodos muy cortos

que muestra diferencias entre dos periodos de 5 años, uno más lluvioso que el otro, o sea entre 1998-2002 y 2003-2007.

- (3) También sobre el punto (b) anterior, la Fig.3.5 (Rímac, TRMM) no se compara bien (o no es consistente) con la Fig. 3.12 (Rímac 50-Yr). En efecto, la Fig. 3.12 muestra 2 años consecutivos (aproximadamente a los finales de la década del 60 del siglo anterior) donde las diferencias son del orden de - 40 %, que son las más grandes ocurridas en el periodo histórico (prácticamente el doble en deficiencia) que aquellas mostradas para los años 2002-2004 (periodo aproximado tomado de la figura referida). Al respecto, el SUBCOMITÉ deberá revisar los resultados propuestos considerando el análisis de la serie de tiempo basado en el 50-Yr sin hacer diferencias entre un periodo y otro, donde se muestre las series originales que permita evaluar las magnitudes estimadas.
- (4) Con relación a la Fig. 3.12 (pag.14, EFM 50-Yr) se sostiene que *“...la característica más notable corresponde a la disminución de la precipitación a partir del año 1976...”*. Al respecto, se debe observar que si bien es probable que exista alguna relación con la TSM del Pacífico, no obstante la conexión no es clara en la figura referida como para que el SUBCOMITÉ concluya que: *“la precipitación en el Rímac ha disminuido”*. Es decir, no se puede concluir que de 1977 (en adelante) la precipitación en el Rímac haya disminuido sobre la base que la PDO cambió de estado en 1976. Además, la Fig. 3.12 muestra algunos eventos que si son remarcables y que ocurrieron antes del 76 (en el estado frío de la PDO), tales como aquellas diferencias mayores en todo el periodo histórico ocurridas en la década del 60. De otro lado, el SUBCOMITÉ afirma que *“...En otras palabras, el régimen de lluvias en la Sierra del Perú tiene variaciones cíclicas en escalas de tiempo de décadas”*, al respecto, supuestamente el argumento es que la precipitación cambió de régimen a partir del año 1977, por lo que de ser así, entonces esto confirmaría que lo más lógico es que se utilicen datos por lo menos desde el año 1977 y no como se plantea desde el año 1992.
- (5) De forma similar que las observaciones anteriores, la Fig. 3.13 (Mantaro, EFM 50-Yr) muestra diferencias de precipitación aproximadamente entre el 20-40% en la década del 60, también a mediados de la década del 80 (la mayor) y otras dos ocurridas a comienzos de la década del 90. Desde entonces, sólo aparecen diferencias negativas de menos de 20% ocurridas aproximadamente en los años 2002-2004, y después las variaciones son menores. Por tanto, no se puede concluir y generalizar que las precipitaciones hayan disminuido.
- (6) La Fig.3.14 (Tulumayo, EFM 50-Yr) tampoco concuerda con la Fig.3.9 (TRMM) para el periodo 1998-2008.
- (7) La Fig.3.16 (Chili, EFM 50-Yr) sí muestra variaciones notables. Sin embargo, la observación sobre este punto es que el SUBCOMITÉ debe demostrar que las diferencias señaladas son comparables con los datos de las precipitaciones y caudales en esas zonas. Asimismo, se debe sustentar y demostrar que la Fig.3.16 es compatible con la Fig.3.10 (Chili, EFM, TRMM).

- (8) El Informe F5 también muestra las series de tiempo de las precipitaciones en algunas de las 11 cuencas. Por ejemplo, la Fig.3.17 (Santa) para el periodo EFM muestra que en los últimos años se han presentado precipitaciones entre las más grandes de todo el periodo histórico. Aquellas precipitaciones menores (que la media) en los años 2002-2003 no son tan severas como las ocurridas en otros años (tanto antes y después del año 1976). En cambio, la Fig. 3.17 para el periodo JJA si muestra que en los últimos 30 años aproximadamente hay un periodo con menos precipitación. Pero la misma figura muestra que antes del 1976 también ocurrieron precipitaciones bajas comparables. Por tanto, no es concluyente generalizar una tendencia de menores precipitaciones al final de la serie.

### 23.2.3 Observaciones al análisis estadístico para sostener la reducción de las series históricas

En la Sección IV del Informe F5, el SUBCOMITÉ describe el análisis estadístico realizado, entre otros, las pruebas de normalidad, de tendencia y de salto brusco en la media y varianza. No obstante, se debe precisar que las conclusiones del Informe F5 se basan en los resultados de la prueba T.

Sobre el particular se hacen las siguientes observaciones:

- (i) En el folio 751 del Estudio se presenta la Tabla A.1 donde sólo aparece el análisis para el periodo lluvioso de los ríos Santa, Rímac, Tulumayo y Aricota, y para el periodo seco de los ríos Jequetepeque, Santa, Pativilca, Rímac, Tarma, Tulumayo, Paucartambo, Vilcanota, y Aricota. Al respecto, el SUBCOMITÉ no ha sustentado el porqué no se ha incluido el resultado del análisis de las otras cuencas. Por lo tanto, se solicita que se presente la información completa del análisis y resultados obtenidos.
- (ii) Asimismo, en la Tabla A.1, las 4 primeras filas muestran coeficientes de autocorrelación "r1", negativos para el Santa y el Rímac; a continuación, se presentan los valores de los grados de libertad considerando estos valores negativos. Al respecto, se debe observar que existe incongruencia en estos resultados, dado que los gráficos en el Anexo 5 no muestran estos valores: el del Santa es positivo y el del Rímac es ligeramente negativo. Con el objeto de analizar y validar los argumentos del SUBCOMITÉ, es necesario que en este caso particular, se corrija esta incongruencia teniendo en cuenta los siguientes puntos:
  - a. Para los caudales no es físicamente aceptable usar coeficientes de correlación negativos. Lo que podría ocurrir para cuencas pequeñas es que dicho coeficiente sea cero, pero no negativo. Normalmente, los coeficientes son positivos debido al almacenamiento en los acuíferos superficiales y profundos. Por lo tanto, si hay coeficientes negativos en los cálculos estos son por variabilidad debido al tamaño de la muestra.
  - b. Asimismo, en el Anexo 1 se dice que se hicieron las pruebas estadísticas del coeficiente de autocorrelacion para ver su significancia. Por ejemplo, para el caso del Mantaro aproximadamente el valor de tal coeficiente para el periodo lluvioso es 0,1 y para el seco es 0,2; sin embargo, estos valores se desprecian (o sea se toman como cero) por estar por debajo del límite de significancia. Dado que físicamente el

coeficiente  $r_1$  debe ser positivo, lo que normalmente se hace en la práctica es tomar el valor del  $r_1$  obtenido, aún cuando esté por debajo del límite de significancia, efectuándose las correcciones por “subestimación” tal como se indica en la siguiente observación.

- c. Al aplicar las pruebas estadísticas “T” y “F” no se considera el posible efecto de la autocorrelación. La autocorrelación tiene como consecuencia el disminuir el tamaño de la muestra y esto redundaría en el número de grados de libertad. Es decir, el SUBCOMITÉ debe encontrar lo que se llama la longitud equivalente de datos independientes (sin correlación) y utilizar estas longitudes en vez de aquellas que se usaron en el análisis. Esto tiene como consecuencia que los valores de la tabla para la misma probabilidad de significancia sean diferentes (menores), lo que a su vez podría originar un cambio en los resultados de las pruebas. Por lo tanto, para hacer las pruebas como la “T”, se deben efectuar previamente las correcciones necesarias.
- d. En el folio 721 (Anexo 1) con referencia a la Tabla A.1 se sostiene que *“En la Tabla A.1, se muestran las cuencas con saltos climáticos con significancia al 5% y con autocorrelación...”*. Sin embargo, el SUBCOMITÉ no ha efectuado el análisis para diferentes niveles de significancia. Por ejemplo, Los resultados de las pruebas T para los niveles de significancia de 2, 5, y 10% resultan en lo siguiente:
  - i. Para 2%, 8 no presentan cambios en la media en el periodo lluvioso y 5 no presentan cambios en la media en el periodo seco.
  - ii. Para 5%: 7 no presentan cambios en la media en el periodo lluvioso y 5 no presentan cambios en la media en el periodo seco.
  - iii. Para 10%: 7 no presentan cambio en la media en el periodo lluvioso y 4 no presentan cambio en la media en el periodo seco.

En consecuencia, el SUBCOMITE debe efectuar los análisis señalados y, sobre la base de los resultados, efectuar las correcciones pertinentes a sus conclusiones.

## **24. MODIFICACIÓN DE CAPACIDAD DE LINEAS DE TRANSMISION**

El SUBCOMITE ha considerado en el Estudio la congestión en las instalaciones de transmisión a partir de enero de 2011, debido a que la vigencia del Decreto de Urgencia N° 046-2007 que ordena no considerar dicha congestión dentro del cálculo de los costos marginales tiene vigencia hasta diciembre de 2010.

Al respecto, se debe considerar que el Decreto de Urgencia N° 049-2008, publicado el 18 de diciembre de 2009, establece que los costos marginales que se apliquen al SEIN se determinarán sin considerar restricciones de producción o transporte de gas natural ni de transmisión de electricidad en el período enero de 2009 a diciembre de 2011, no pudiendo dichos costos marginales ser

superiores al valor límite que defina el Ministerio de Energía y Minas mediante Resolución Ministerial. Cabe señalar que los sobrecostos por estas restricciones serán cubiertos por un cargo adicional a través del Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión.

Por las razones expuestas, no se debe considerar la congestión en las instalaciones de transmisión dentro del programa de operación para el horizonte del Estudio.

---

## PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA

### 25. OBSERVACIÓN GENERAL

El SUBCOMITE deberá seguir estrictamente el “Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia”, aprobado mediante Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD<sup>12</sup>, considerando las modificaciones que introduzcan las observaciones 1 al 7 en la proyección de demanda del Estudio y la información disponible hasta el momento en que se fijen las tarifas eléctricas.

### 26. OBSERVACIONES ESPECÍFICAS

#### 26.1 Capacidad de las unidades y costo FOB de la turbina a gas

El SUBCOMITE no ha presentado documentación sustentatoria de los precios y capacidades de las turbinas a gas empleadas para determinar la capacidad  $CE_{ISO}$  y el precio promedio FOB.

Al respecto, el SUBCOMITE debe presentar la información de las publicaciones de la revista GAS TURBINE WORLD HANDBOOK, que sustente los valores empleados de  $CCBGN_{ISO}$  y los precios FOB de las turbinas empleadas para determinar los valores que señala el Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia en su numeral 6.3.

#### 26.2 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 al Artículo 50° de la LCE.

---

<sup>12</sup> Así como las modificaciones de los Artículos 4°, 5°, 6° y 7° del Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia, aprobadas mediante la Resolución OSINERGMIN N° 525-2007-OS/CD, publicada el 30 de agosto de 2007.

---

## **FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES**

### **27. FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES DE ENERGÍA**

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

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

---

## **FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN**

### **28. FÓRMULA DE ACTUALIZACIÓN DE LOS PRECIOS BÁSICOS DE ENERGÍA Y POTENCIA**

En los folios 35 a 37 del Estudio, el SUBCOMITE ha presentado las fórmulas de actualización para la energía y la potencia, incluyendo los valores iniciales y los coeficientes de los factores contenidos en dichas fórmulas.

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