

I. INTRODUCCIÓN

El presente documento contiene el levantamiento de observaciones formuladas por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (en adelante "OSINERG") (INFORME GART/DGT N° 007-2003 en adelante "LAS OBSERVACIONES") al Estudio Técnico Económico para la Determinación de las Tarifas en Barra correspondiente al período mayo 2003 – octubre 2003 (en adelante "EL ESTUDIO") presentado por el Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante, "COES").

II. OBSERVACIONES

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

1. METODOLOGÍA PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA NACIONAL DE ENERGÍA

Sobre la metodología de la proyección de la demanda, dada la reiteración de las observaciones al respecto, el COES se ratifica en algunas precisiones respecto a las mismas.

"Sobre la estacionariedad de la serie"

En el caso de no haber considerado explícitamente un análisis de estacionariedad de las series, ello se debe a que las pruebas usuales que podrían indicar algún problema de estacionariedad no son muy confiables con tan pocas observaciones. Asimismo, la posibilidad de quiebre estructural en las series o de valores extremos indicarían que se deberían hacer pruebas más complejas, en cuyos casos la cantidad de observaciones afecta aún más los resultados de las pruebas. Dada esta limitación, que implica que no es posible concluir de manera confiable sobre los resultados de las pruebas de estacionariedad se decidió continuar con el procedimiento de especificar las series con valores en niveles mediante el método de mínimos cuadrados ordinarios.

Debido al destino de los resultados del modelo econométrico, cuyas proyecciones sirven como insumo para el establecimiento de las tarifas en barra, la capacidad de predicción es primordial. De esta manera, debe hacerse un balance entre la bondad econométrica del modelo (en términos de estacionariedad de las series y número de observaciones) y capacidad predictiva del mismo. En el futuro, los problemas de datos se pueden corregir conforme se disponga de una mayor cantidad de información.

"Con respecto a problemas de especificación "

Como también se mencionó en la anterior regulación tarifaria, un modelo econométrico puede estar sujeto a errores de especificación, más aún en el caso del modelo utilizado por el COES dada la restricción de la información disponible. De esta manera, es muy probable que existan variables adicionales al PBI, a la población y a la tarifa que expliquen las ventas de energía. En este caso, estamos en un problema de especificación de variables omitidas. Sin embargo, dada la limitación de los datos (sólo 21 observaciones) resulta contraproducente añadir más variables al modelo ya



que se pierden grados de libertad. En este sentido, el objetivo del modelo, dadas las restricciones de los datos, es privilegiar una buena capacidad de predicción. El modelo presentado por el COES-SINAC cumple con este objetivo, como ya ha sido señalado antes.

“Sobre la supuesta discrecionalidad en la proyección de la demanda”

En la regulación tarifaria de noviembre de 2002 el OSINERG uso una metodología particular (externo al modelo econométrico) para obtener las ventas del año 2002, dejando de lado lo establecido en el artículo 123° del Reglamento de Ley de Concesiones Eléctricas, en el cual se establece que la proyección de la demanda se debe efectuar considerando “la correlación de la demanda de electricidad con factores económicos y demográficos relevantes”.

En dicha ocasión con la información preliminar a agosto del año 2002 e información histórica de ventas del año 2001 se estimaron unas ventas medias diarias que eran el resultado de la diferencia de las ventas totales del SEIN y las cargas especiales entre los días del mes correspondiente. Sin embargo, cabe precisar que la metodología utilizada por OSINERG no fue la adecuada y en cierta forma hasta estuvo errada debido a que en las cargas especiales se consideró toda la demanda de la compañía minera Yanacocha, cuando solo debió considerarse la parte correspondiente a la ampliación de demanda de dicha mina, dado que la demanda habitual de Yanacocha siempre ha estado incluida en las ventas del modelo econométrico. En consecuencia al descontarse el total de la demanda de Yanacocha a las ventas totales de energía del SEIN ocasionó que las ventas obtenidas por el OSINERG para el año 2002 resultaran subestimadas.

En cuanto a la proyección de la demanda de energía para el caso de los proyectos mineros que se espera entren a producir en los próximos cuatro años, no es correcto el nivel de discrecionalidad a que hace mención el OSINERG. El COES encarga a un consultor externo, la identificación de los principales proyectos de inversión (principalmente mineros) que pueden entrar en operación durante los próximos 48 meses, así como la fecha probable de inicio según tres escenarios (base, optimista y pesimista).

En lo referente a la energía requerida por cada proyecto minero, éste es un dato técnico que depende de las características propias de cada proyecto (y que generalmente se incorporan en los estudios de viabilidad técnica y financiera). Debido a ello, es necesario recurrir a las empresas que desarrollan dichos proyectos para que la demanda estimada de energía sea lo más cercana posible a la demanda que realmente consumirá dicho proyecto.

De esta manera se logra captar los saltos discretos que experimenta la demanda de energía debido a dichos proyectos mineros. Es importante mencionar que el PBI que ha usado el COES para sus proyecciones excluye la entrada en operación de nuevos proyectos mineros, de manera tal que este efecto no se encuentra recogido por el lado de las proyecciones de las variables explicativas.

El mayor problema para incluir en el modelo econométrico las denominadas “Cargas incorporadas y cargas especiales” es la falta de datos. Desde el



estudio elaborado por el consultor MONENCO en el año 1996, la fuente de información de ventas es la CTE (hoy OSINERG-GART), por tanto si se pretende utilizar el modelo para la proyección global de energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), la primera tarea corresponde al OSINERG-GART y consistiría en preparar la información de ventas globales desde el año 1981 que incluya todas las cargas que se tienen en la actualidad en el SEIN. Recién en base a esa nueva data se podría probar el modelo, pero nada garantiza que los resultados sean mejores que los logrados con la metodología utilizada actualmente por el COES.

Finalmente, debe recalcar lo mencionado en la Audiencia Pública sobre el sustento de EL ESTUDIO, a la fecha el modelo tiene una buena capacidad de predicción, en todo caso, la información histórica señala que no ha habido una sobreestimación del modelo respecto a los valores reales. Es más, si se introducen en el modelo los verdaderos valores de las variables exógenas (luego de ser conocidos), el resultado demuestra que se obtiene una subestimación de la proporción de ventas a partir del año 1998 tal como se puede comprobar en el Cuadro N° 2 mostrado en la respuesta siguiente (Predicciones del modelo).

2. PREDICCIONES DEL MODELO

Con relación a la aseveración que el modelo del COES sobrestima el consumo, hemos efectuado el ejercicio de usar la tasa de crecimiento de 4.9% del PBI para el año 2002 estimada por el OSINERG en su Informe de LAS OBSERVACIONES, encontrando que el modelo del COES arroja unas ventas de 12285 GWh (296 GWh menos que las ventas del año 2002), que sumadas a los valores de cargas especiales e incorporadas de la regulación de tarifas de noviembre de 2002 arrojan un monto para las ventas totales del SEIN de 17225 GWh, valor que es mucho menor al de 17431 GWh mostrado en el gráfico N° 1 de LAS OBSERVACIONES y por tanto las conclusiones vertidas no se ajustan a la verdad, y mas bien todo lo contrario a lo aseverado por OSINERG dado que el modelo del COES estaría subestimando las ventas de energía del SEIN como se demuestra mas adelante.

En lo referente a la proyección de ventas totales mostrado en el Cuadro N° 3 de LAS OBSERVACIONES, se ha efectuado el ejercicio de separar sus componentes (ventas modelo + cargas especiales + cargas incorporadas + otros), encontrando para la proyección de ventas asociada solo a los modelos econométricos lo siguiente:

Cuadro N° 1
PROYECCIÓN DE VENTAS MODELOS ECONOMETRICOS
(GWh)

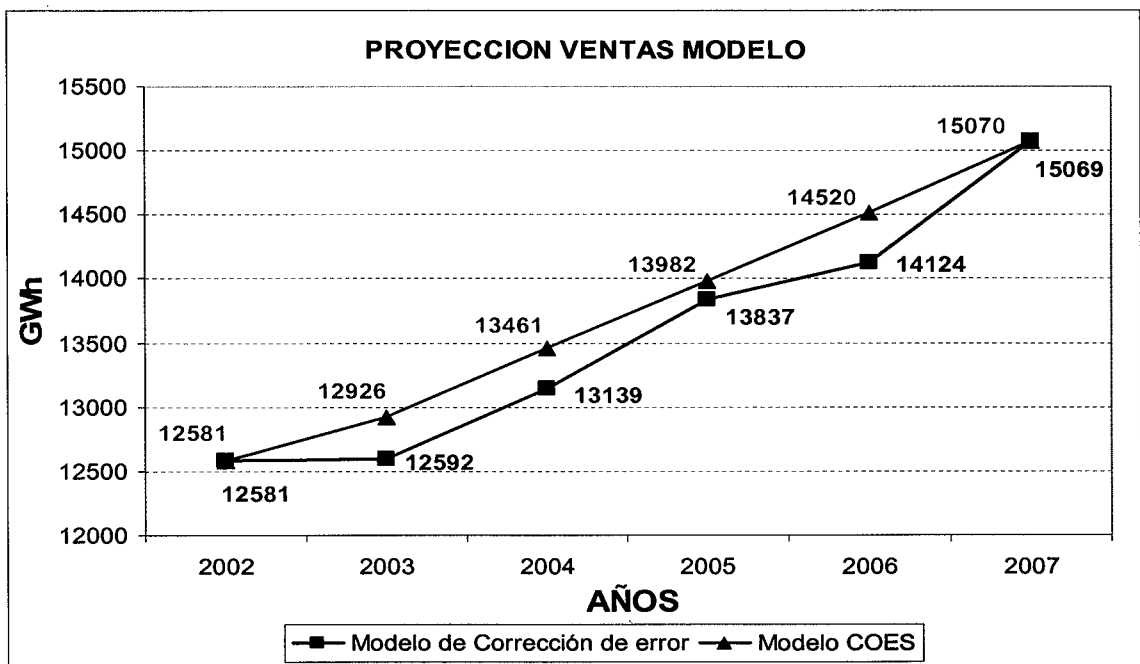
Año	Modelo de Corrección de error (OSINERG)	Crecimiento %	Modelo COES	Crecimiento %
2002	12581		12581	
2003	12592	0.1%	12926	2.7%
2004	13139	4.3%	13461	4.1%
2005	13837	5.3%	13982	3.9%
2006	14124	2.1%	14520	3.8%
2007	15069	6.7%	15070	3.8%
2002-2007		3.7%		3.7%



Por tanto, como se menciona en el propio documento de LAS OBSERVACIONES las ventas del modelo de "Corrección de error" del OSINERG arrojan valores menores en los primeros años y casi iguales al final del período; y el crecimiento promedio del período 2002-2007 es igual para ambos modelos.

Sin embargo, como se puede ver en el cuadro N° 1, esto originará que el crecimiento de dichas ventas en el año 2003 **solamente sea de 0.1% en el 2003 respecto al 2002**, lo cual resulta contradictorio con la realidad. En efecto si tenemos en cuenta que en los últimos 5 años el crecimiento promedio de las ventas ha sido de 4.8% con un crecimiento del PBI promedio igual a 1.8%, mucho menor al 3.6% estimado para el año 2003, lo cual se muestra en la Figura N° 1.

Figura N° 1



Con el fin de mostrar que el modelo econométrico de ventas que el COES aplica, en vez de sobrestimar las ventas, tal como manifiesta el OSINERG, más bien lo subestima, se ha realizado la proyección de la demanda en el período 1998 – 2002, en base a la data histórica del período 1981 – 1997 y los correspondientes resultados se muestran en el cuadro N° 2. Comparando los resultados de las ventas proyectadas con los valores históricos observamos que en todos los casos la proyección del modelo es menor a las ventas históricas del período 1998 - 2002 con una desviación promedio de -5.1%, con lo que queda demostrado que la observación hecha por OSINERG es errónea.



Cuadro N° 2
COMPARACION DE RESULTADOS DEL MODELO DE PROYECCION
DEL COES Y EL REGISTRO HISTORICO DE VENTAS DE ENERGIA
DEL SEIN

Año	Ventas históricas (a) GWh	Ventas del modelo COES (b) GWh	Diferencia (b-a)/a %
1981	5,679	5,776	1.7%
1982	5,947	5,930	-0.3%
1983	5,756	5,639	-2.0%
1984	6,114	6,049	-1.1%
1985	6,498	6,424	-1.1%
1986	7,030	7,154	1.8%
1987	7,674	7,817	1.9%
1988	7,762	7,632	-1.7%
1989	7,180	7,283	1.4%
1990	7,126	7,032	-1.3%
1991	7,667	7,369	-3.9%
1992	6,806	7,402	8.8% (*)
1993	7,794	7,866	0.9%
1994	8,805	8,498	-3.5%
1995	9,193	9,088	-1.1%
1996	9,448	9,408	-0.4%
1997	9,940	10,051	1.1%

Año	Ventas históricas (a) GWh	Ventas proyectadas (b) GWh	Diferencia (b-a)/a %
1998	10,575	10,325	-2.4%
1999	10,950	10,598	-3.2%
2000	11,765	10,979	-6.7%
2001	12,008	11,218	-6.6%
2002	12,581	11,764	-6.5%
1998-2002	57,879	54,884	-5.1%

(*) En el año 1992 se tuvo un racionamiento en los sistemas interconectados del orden del 15%.

Asimismo, se ha de tener en cuenta que solo en los dos meses que han transcurrido del año el crecimiento promedio de la demanda global a nivel de bornes de generación es mayor al 6%, por lo que el estimado de crecimiento a este nivel para el año 2003 de 4.8% propuesto por el COES en EL ESTUDIO puede ser superado.

Al respecto, cabe advertir que si el OSINERG utiliza los resultados mostrados en el Cuadro N° 2 de LAS OBSERVACIONES reincidiría en reducir injustificadamente la demanda, (tal como lo realizó en la fijación tarifaria de noviembre 2002), particularmente en los primeros años del periodo del estudio, lo cual tiene un efecto importante en el cálculo del Precio Básico de Energía.

En el Anexo B, se adjunta un cuadro que presenta en mas detalle la desagregación de las cifras de proyección de ventas totales planteadas por el OSINERG en LAS OBSERVACIONES.



3. REVISIÓN DE VARIABLES HISTÓRICAS

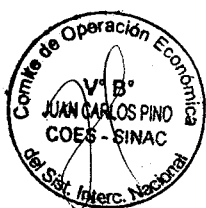
3.1 Con relación a las Tarifas

El COES con carta COES-SINAC/D-095-2003 de fecha 06 del presente mes solicitó al OSINERG los valores al cierre del 2002. El OSINERG-GART con oficio N° 030-2003-OSINERG-GART de fecha 07 de los corrientes manifestó que no contaba con dichos valores y que los alcanzaría apenas los tuviera. Con oficio N° 045-2003-OSINERG-GART de fecha 20.02.2003 el OSINERG ha alcanzado los valores preliminares al cierre del año 2002 del precio medio de venta de energía igual a 6.60 ctvs. US\$/kWh. Por tanto con dicho valor se procedió a corregir en el modelo econométrico la tarifa promedio del año 2002.

En el Anexo C, se adjunta copia de dichas comunicaciones.

3.2 Con relación a las Ventas

- Se ha corregido el valor total de ventas del SEIN del año 2001 conforme al Anuario del 2001 publicado por el OSINERG. Sin embargo, es preciso mencionar que el mencionado documento indica un valor de ventas totales del SEIN del año 2001 menores en aproximadamente 80 GWh a las ventas utilizadas en las regulaciones tarifarias de mayo y noviembre del 2002.
- Se ha considerado la corrección de los valores de ventas de la serie histórica para los años 1999, 2000 y 2001 efectuada por OSINERG debido a que en las ventas totales de Tumbes y Talara se habían incluido sus pérdidas. Asimismo, es importante mencionar que a efectos de representar la demanda de dichas cargas en el modelo PERSEO, las cuales están ubicadas en la barra de Talara 220 kV, se les ha considerado las pérdidas correspondientes.
- Se ha retirado de las ventas del modelo de los años 2000 y 2001 la energía correspondiente a la carga de Repartición desde cuando eran aislados hasta un mes antes de la interconexión de dicha carga (setiembre de 2001). Por otro lado para el cálculo de las ventas históricas del modelo correspondiente al año 2001 se ha descontado el valor de ventas en la barra de Repartición de 3.94 GWh que consta en la planilla de cálculo Ventas 2001.xls remitida por el OSINERG mediante correo electrónico de fecha 17.02.2003.
- Según información de EGEMSA las localidades de Tambobamba, Huancarani y Paucartambo se interconectaron al SEIN a partir del mes de marzo del año 2002, por tal motivo no correspondería realizar el descuento de dicha demanda a las ventas históricas de los años 2000 y 2001, sino mas bien a partir del año 2002. En tal sentido y dado que dicha demanda se considera dentro del rubro de cargas incorporadas, se procedió a realizar el descuento de la demanda estimada de dicha carga para el año 2002 al no contar hasta el momento con su demanda real registrada de dicho año. Tomando en cuenta lo mencionado en los párrafos anteriores se ha ajustado las ventas históricas de los años 1999 al 2001 para el modelo econométrico. Sobre el valor histórico de ventas del año 2002, como lo expresado en el numeral 3.1 se ha recibido la



información preliminar del año 2002, la que se esta tomando en cuenta en el dato correspondiente del modelo econométrico del COES.

Por tanto los valores ajustados de ventas se muestran en el cuadro N° 3.

**Cuadro N° 3
VENTAS HISTORICAS SEIN**

Año	Ventas SEIN (GWh)
1999	10950.24
2000	11775.02
2001	12019.92
2002	12669.01

En base a dichas correcciones se ha procedido a efectuar una nueva proyección de ventas del período 2003-2007 utilizando el modelo econométrico.

4. PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN

El criterio adoptado por el OSINERG en la regulación tarifaria de mayo 2002, de tomar en cuenta la señal de las pérdidas reconocidas en las tarifas de distribución, es el mas adecuado ya que éstas son el resultado de un estudio minucioso que sustenta técnico y económicamente los factores de expansión de pérdidas, además de haber sido efectuado con información mucho más detallada de la que puede manejar el COES. Por lo tanto, es el criterio que el COES estima debe ser aplicado en la presente fijación tarifaria.

Sin embargo, tomando en cuenta la información publicada en el WEB del Organismo para el año 2002 se esta tomando el porcentaje de pérdidas de distribución preliminar al cierre del año 2002. A partir del año 2003 en adelante se consideran las pérdidas reconocidas por lo enunciado en las líneas precedentes.

5. PÉRDIDAS DE SUBTRANSMISIÓN

El supuesto de que los porcentajes de pérdidas se mantendrán constantes a lo largo de los próximos años es inconsistente y no responde al menor análisis. La reducción de pérdidas se ha originado por las inversiones efectuadas por las empresas de distribución en reforzar sus redes por lo que existe una correlación entre las inversiones y las pérdidas. OSINERG no proyecta cuales serán las tendencias de inversión de los próximos años que sustenten el supuesto de pérdidas constantes, ni cómo se modificará el comportamiento natural creciente de dichas pérdidas.

Asimismo, el OSINERG hasta el momento no ha cumplido con enviar la información ni el sustento correspondiente del porcentaje de pérdidas de subtransmisión del año 2002, por tanto no es posible efectuar ajuste alguno al balance de energía del año 2002, dado que la única fuente de información es el propio Organismo Regulador.



6. PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN

El compromiso de reducción de pérdidas de transmisión estipulado en el Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN-ETESUR (Contrato de Concesión), exige al nuevo Concesionario tomar acciones para reducir las pérdidas de las líneas de transmisión a lo largo del periodo de la concesión (30 años). En tal sentido, los valores contenidos en el Anexo 12 del Contrato de Concesión, tienen carácter referencial y podrán ser comprobados por medio de mediciones por el Concesionario y corregidos previa aprobación del OSINERG.

Por ello no es posible efectuar una proyección para el período 2003 – 2007, ya que las primeras mediciones de comprobación se efectuarán en los primeros 12 meses contados a partir del 05 de setiembre de 2002, conforme a lo estipulado en el Contrato de Concesión.

En base a la información preliminar alcanzada por el OSINERG y mencionada en la respuesta a la observación 3.1. se ha efectuado el balance del año 2002, encontrando por balance que las pérdidas de transmisión se incrementan de 6.7% a 6.8 %. Con referencia a una posible reducción de pérdidas de transmisión por el ingreso al sistema del proyecto Camisea, esto estará supeditado a los resultados del Concurso Internacional de PROINVERSION, cuando recién se conozcan sus resultados será posible conocer las fechas de ingreso al SEIN, tamaño y posible ubicación de la central asociada al proyecto.

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

- Con relación a la demanda a ser incorporada del subsistema San Martín, no es función del COES-SINAC la planificación de la expansión del sistema la cual esta en el ámbito del MEM a través del Plan Referencial.

De acuerdo a la lectura del oficio N° 817-02-EM/DEP se expresa claramente que dicha interconexión se efectuaría a fines del año 2005. En cuanto a las cifras de demanda se especifica que los expedientes técnicos elaborados por consultores particulares respaldan las cifras que en ellos se consignan; de otra parte, tampoco corresponde al COES su revisión.

En Anexo D, se adjunta copia de dicho oficio del MEM.

- Con referencia a la demanda de BHP Billiton Tintaya S.A., mencionamos que actualmente su consumo tiene dos componentes: El consumo de la planta de sulfuros y relaves que tiene un consumo mínimo de 3 MW y que es atendida por SAN GABAN S.A. y la Planta de Óxidos que es atendida por EGEMSA.

Para obtener la demanda de energía de la planta de sulfuros se aplicó un factor de carga de 0.88, que corresponde al factor de carga promedio de dicha carga correspondiente al año 2001, información que fue suministrada por la empresa SAN GABAN S.A.

En cuanto a la demanda de energía de la planta de óxidos, se ha efectuado la consulta respectiva a la empresa EGEMSA y se ha corregido el factor de carga utilizado en EL ESTUDIO de dicha carga de



0.96 a 0.90, éste último valor corresponde al factor de carga del mes de diciembre del año 2002.

Siendo la planta de óxidos una carga nueva (ingreso en febrero de 2002) y estando en pleno proceso de toma de carga se utilizó el factor de carga del mes de diciembre de 2002 porque recién en este mes se llega a la plena capacidad (11.5 MW) considerada por la propia empresa BHP Billiton Tintaya S.A. para el periodo enero – julio de 2003, la cual continuara incrementándose en el tiempo hasta alcanzar una capacidad máxima de 16 MW a partir del segundo semestre del 2004.

En el Anexo D, se adjunta la hoja de cálculo correspondiente y la información histórica suministrada por EGEMSA de la demanda de la planta de óxidos a la fecha.

- Las tasas de crecimiento adoptadas para Tumbes (2%) y Talara (2.3%) son los valores que el mismo OSINERG ha venido utilizando en las diferentes regulaciones tarifarias desde la Fijación Tarifaria de Noviembre de 2001. Cabe mencionar que dichos porcentajes de crecimiento son muy conservadores si se tiene en cuenta por ejemplo que la tasa de crecimiento de la demanda de Tumbes en los últimos tres años ha sido una de las más altas del sistema, lo cual se puede apreciar en el cuadro siguiente:

Cuadro N° 4

Año	2000	2001	2002
GWh	38.68	48.76	58.50
Crecimiento		26.0%	20.0%
Promedio	23.0%		

Respecto a la demanda de Pucallpa se ha visto que su crecimiento de acuerdo a los registros históricos de ventas de energía de la empresa Electro Ucayali S.A., las mismas que figuran en los Anuarios de la CTE (hoy OSINERG-GART), es la siguiente:

Cuadro N° 5

Año	1999	2000	2001
GWh	80.75	86.18	87.58
Crecimiento		6.7%	1.6%
Promedio	4.2%		

Como se puede observar en el cuadro anterior el valor promedio de la tasa de crecimiento de energía registrada durante los dos últimos años es de 4.2%, valor que es superior al 3.0% utilizado en la proyección de demanda de Pucallpa. Por lo tanto la tasa de crecimiento propuesta por el COES es conservadora y se encuentra dentro del rango de crecimiento histórico de la carga en mención.



8. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE INTERCONEXIÓN CON EL ECUADOR

De acuerdo con OSINERG, no procede incorporar la carga originada en la interconexión con el Ecuador por cuanto:

- La Decisión 536 es una norma marco, de carácter programático, cuyos principios requieren de legislación complementaria que no ha sido adoptada.
- La Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento limita su ámbito de aplicación al sistema interconectado nacional, no pudiendo extenderse a proyecciones de demanda ajenas al territorio nacional.
- El COES ha utilizado un escenario pesimista para proyectar la carga del Ecuador. Sin embargo, conforme a un escenario medio, el Ecuador no tendría déficit alguno de potencia ni energía entre los años 2004 y 2007.

A continuación pasamos a analizar cada una de las observaciones planteadas por el organismo regulador.

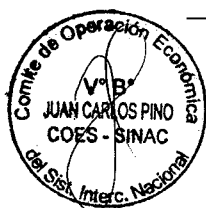
8.1 Vigencia de la Decisión 536

El 19 de diciembre de 2002 la Comisión de la Comunidad Andina, en reunión ampliada con los ministros de Energía de los países miembros de la CAN¹, aprobó la Decisión 536, Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad.

Conforme al artículo 3° del Tratado que crea el Tribunal de Justicia del Acuerdo de Cartagena² (en adelante, el Tratado), las Decisiones comunitarias son directamente aplicables a los países miembros a partir de la fecha de su publicación en la gaceta oficial del Acuerdo de Cartagena. En el caso de la Decisión 536, dicha publicación se realizó el mismo día 19 de diciembre.

Señala OSINERG en sus Observaciones que la Decisión 536 no sería aplicable por tratarse de una norma marco que requiere ser reglamentada por los países miembros "para su total aplicación en el territorio de los países andinos". Coincidimos con el organismo regulador en este extremo, ya que efectivamente, la aplicación de algunas disposiciones de la Decisión 536, requiere necesariamente de reglamentación (como los artículos 16°, 19 y 20°³ citados en sus Observaciones). Sin embargo, existen otros artículos que son de aplicación inmediata y de obligatorio cumplimiento por los países andinos.

Al respecto, debe tenerse en cuenta que el citado artículo 3° del Tratado, así como su artículo 2°, consagran el principio de "eficacia o aplicación directa" de las Decisiones de la Comisión



¹ INFOSINERG, Año 4, No.12, Diciembre de 2002.

² Aprobado por el Perú mediante Decreto Ley No. 22679.

³ A diferencia del artículo 22° citado en las Observaciones, que se limita a recoger el principio de prevalencia o supremacía del derecho comunitario sobre la legislación nacional, recogido en el artículo 5° del Tratado, conforme al cual "Los Países Miembros están obligados a adoptar las medidas que sean necesarias para asegurar el cumplimiento de las normas que conforman el ordenamiento jurídico del Acuerdo de Cartagena".

Andina, precisando su segundo párrafo que la excepción a esta regla se da sólo cuando expresamente el texto de la decisión disponga como requisito previo su incorporación al derecho interno. Es decir que la regla general en el Derecho de la Integración es que las normas comunitarias son de obligatorio e inmediato cumplimiento por los países miembros en todas sus instancias, incluidas la administrativa y judicial. Este principio de aplicación directa se describe en el Informe sobre el Marco Institucional y Seguridad Jurídica en la Comunidad Andina⁴ de la manera siguiente:

“La ‘aplicación directa’ como primera característica derivada del concepto de supranacionalidad, tiene su base legal en el artículo 2 del Tratado del Tribunal vigente y en el Protocolo de Cochabamba, modificadorio de dicho tratado, que dispone que ‘las Decisiones obligan a los Países Miembros desde la fecha en que sean aprobadas por la Comisión’...”

De esta manera, las leyes comunitarias no requieren de procedimientos de recepción en el ordenamiento interno de los Países Miembros, para surtir todos sus efectos... Las normas andinas son de obligatorio e inmediato cumplimiento por los Países Miembros en todas sus instancias, por los órganos de la Comunidad Andina y los particulares. Lo anterior significa que la normativa andina obliga a todos los poderes de los Estados sin distinción en todo su territorio, sin limitaciones de orden estatal, regional o municipal y que el ciudadano común adquiere obligaciones y derechos cuyo cumplimiento puede exigir tanto ante sus Tribunales nacionales, como ante las instancias administrativa y judicial comunitarias” (el resaltado es nuestro).

Con sujeción a lo estipulado en los artículos 2° y 3° del Tratado, es indiscutible, por tanto, que la Decisión 536 goza de eficacia directa y es de aplicación obligatoria en el Perú desde el 19 de diciembre de 2002, salvo en aquellos extremos en los que expresamente haya diferido su aplicación a reglamentaciones posteriores.

8.2 Disposiciones de la Decisión 536 que obligan a proyectar la carta del Ecuador en la fijación tarifaria peruana

El artículo 1° de la Decisión 536 señala en su primer numeral lo siguiente:

“Artículo 1.- La interconexión subregional de los sistemas eléctricos y el intercambio intracomunitario de electricidad entre los Países Miembros de la Comunidad Andina se hará conforme a las siguientes reglas:



⁴ Transcrito en: www.comunidadandina.org/normativa/doctrina03.htm. Página visitada el 12.02.03.

1. **Los Países Miembros no mantendrán discriminaciones de precios entre sus mercados nacionales y los mercados externos, ni discriminarán de cualquier otra manera en el tratamiento que concedan a los agentes internos y externos en cada País, tanto para la demanda como para la oferta de electricidad** (el resaltado es nuestro).

Su artículo 12° añade:

“Artículo 12.- El despacho económico de cada País considerará la oferta y la demanda de los Países de la Subregión equivalentes en los nodos de frontera. Los flujos en los enlaces internacionales y, en consecuencia, las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo, se originarán en el despacho coordinado entre Países, de conformidad con las respectivas regulaciones” (el resaltado es nuestro).

De los textos citados se desprende claramente que proyectar la demanda de interconexión con el Ecuador como parte del despacho económico es una obligación legal para el Estado y los ciudadanos peruanos que no puede ser desconocida por el COES ni por el OSINERG.

La redacción de estos artículos no deja duda, tampoco, sobre su aplicación directa e inmediata a los países miembros, ya que en ninguna parte se hace la salvedad de que se encuentren condicionados a algún tipo de reglamentación futura.

8.3 Ambito de Aplicación de la Ley de Concesiones Eléctricas y Supremacía de la Norma Comunitaria:

Señala el OSINERG en sus Observaciones que la Ley de Concesiones Eléctricas limita su ámbito de aplicación al sistema interconectado nacional. Respetuosamente discrepamos de dicha aseveración. En ninguna parte de la LCE ni del Reglamento se hace referencia a un “sistema interconectado nacional” sino a un “Sistema Interconectado” que conforme a la definición contenida en el Apéndice de la LCE, es el:

“Conjunto de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas conectadas entre sí, así como sus respectivos centros de despacho de carga, que permite la transferencia de energía eléctrica entre dos o más sistemas de generación”.

Por lo tanto, no existe ninguna restricción específica en cuanto a la nacionalidad de la demanda o de la oferta. Más aun, incluso en el supuesto negado que la Ley de Concesiones Eléctricas hubiese restringido la proyección de la demanda al ámbito nacional, en virtud del principio de supremacía o preeminencia de la norma comunitaria, este extremo habría devenido en inaplicable a partir de la vigencia de la Decisión 536.



Este carácter preeminente del Derecho Comunitario Andino ha sido reconocido en reiterada jurisprudencia del Tribunal Andino de Justicia. Particularmente ilustrativa resulta la sentencia recaída en el Proceso No. 2-IP-88, en la que dicho Tribunal concluye:

"En cuanto al efecto de las normas de la integración sobre las normas nacionales, señalan la doctrina y la jurisprudencia que, en caso de conflicto, la regla interna queda desplazada por la comunitaria, la cual se aplica preferentemente, ya que la competencia en tal caso corresponde a la comunidad. En otros términos, la norma interna resulta inaplicable, en beneficio de la norma comunitaria...Este efecto de desplazamiento de la norma nacional, como resultado del principio de aplicación preferente, resulta especialmente claro cuando la ley posterior –que ha de primar sobre la anterior de acuerdo con principios universales de derecho- es precisamente la comunitaria.

(...)

La derogación propiamente dicha de una norma interna, por ser contraria a una comunitaria, puede resultar indispensable para efectos prácticos, en determinados casos. Pero como tal derogación habría de ser decidida por el derecho interno y no por el comunitario, el derecho integracionista, en principio, se contenta con la aplicación preferente. Su efecto inmediato y directo no sería compatible con la condición de que las normas nacionales contrarias sean expresamente derogadas por el legislador nacional, ya que ello dependería de éste y no de la comunidad..

(...)

...La entrada en vigor de éstas [de las normas comunitarias], por tanto, ha de determinar automáticamente la inaplicabilidad del derecho interno que sea contrario a sus determinaciones o que, de alguna manera, las desnaturalice, y ello en virtud de la primacía que tiene la norma comunitaria. La posible colisión de normas, en consecuencia, ha de resolverse sin vacilaciones ni reticencias a favor del derecho de la integración."⁵

En conclusión, con sujeción al principio de legalidad que debe regir los actos de la Administración, consagrado en el numeral 1.1 del Artículo IV del Título Preliminar de la Ley del Procedimiento



⁵ Esta sentencia se encuentra transcrita en www.comunidadandina.org/normativa/sent/2-ip-88.htm. Sobre el mismo tema, Luis María DIEZ-PICAZO agrega: "El principio de primacía no es, así, sino el complemento indispensable del principio de eficacia directa del propio Derecho comunitario...(...)se podría concluir que las relaciones entre Derecho comunitario y Derecho nacional, sobre la base del principio de primacía, no se plasman en términos de derogación sino de simple inaplicación." *La Derogación de las Leyes*, pp.140-141, Editorial Civitas 1990.

Administrativo General, el OSINERG se encuentra obligado a aplicar de manera preferente e inmediata lo establecido en los artículos 1.1 y 12° de la Decisión 536, incluso por encima de lo dispuesto en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.

En tal virtud, la inclusión por el COES de la proyección de la demanda de interconexión con el Ecuador dentro del estudio técnico-económico, se encuentra plenamente arreglada a derecho.

- 8.4 En lo que respecta a las condiciones de hidrología y demanda a ser utilizadas para efectos del análisis, coincidimos con el OSINERG que éstas deben corresponder a un escenario intermedio. Sin embargo cabe aclarar al respecto que para la estimación de la demanda efectuada por el COES se ha tomado un escenario intermedio entre los seis considerados en el "Plan Nacional de Electrificación 2002-2011". Tal como puede apreciarse en los cuadros de las páginas 103 y 104 del citado documento, que se acompañan como Anexo E, existen dos escenarios mas severos (pesimistas) que el adoptado por el COES para los cuales la potencia requerida excede la capacidad de la referida línea.

Además, es necesario aclarar que el COES ha asumido en forma conservadora que la demanda suministrada mediante la línea de interconexión solamente corresponde al posible déficit para dicho escenario, dejando de lado otras condiciones en las que se justificaría tal suministro por razones económicas (costos marginales significativamente inferiores en el Perú), ya que para estas condiciones resulta difícil cuantificar la demanda asociada. Ello depende de la fecha de ingreso de los nuevos proyectos de generación, su tecnología y costo variable, así como del crecimiento de la demanda y las condiciones hidrológicas esperadas, todo ello para ambos países.

9. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE PROYECTOS

Los requerimientos de información que pide OSINERG sobre una evaluación técnica y económica de los proyectos mineros son imposibles de cumplir, debido a que dicha información tiene carácter de reservado, y en varios casos los estudios aún no están completos.

La evaluación de un proyecto minero para evaluar su explotación comprende tres etapas:

I. Exploración del terreno, en esta etapa sólo se investiga las características geológicas del proyecto,

II. Estudio de prefactibilidad, se realizan estudios técnicos para determinar la infraestructura y tecnología necesarias para la adecuada explotación del yacimiento, y

III. Estudio de factibilidad, se incorpora la evaluación financiera para determinar la viabilidad económica de la ejecución del proyecto.



Para aquellos proyectos que aún no han concluido su estudio de prefactibilidad o factibilidad, únicamente las empresas involucradas acceden a información preliminar.

Por otro lado, cuando una empresa minera hace público los estudios de algún proyecto, la comunicación de dichos resultados se realiza a los agentes del mercado por igual y al mismo tiempo, dado que la información es relevante en la valoración de la compañía. Por ello, las empresas mineras no pueden brindar información privilegiada (no pública) sobre la evaluación técnica y económica de los proyectos mineros en cuestión, bajo riesgo cometer una ilegalidad.

Sin embargo, se solicitó a las empresas información referente a la probable fecha de inicio de operaciones y a su demanda estimada de energía. Las respuestas a estas solicitudes respaldan las fechas de inicio y las demandas de energía utilizadas por el COES en su modelo.

Según la información pública disponible, se conoce que el avance en la evaluación de los proyectos mineros incluidos en la proyección del COES es la siguiente:

- Respecto a las probabilidades de ocurrencias de los proyectos básicamente se considera las probabilidades informadas por las propias empresas encargadas de dichos proyectos y en el caso de no contar con dicha información se esta considerando las mismas probabilidades adoptadas por OSINERG en la última regulación tarifaria. Estas probabilidades se justifican partiendo de la premisa que el proyecto al inicio de operación tiene una probabilidad intermedia de ocurrir, es decir comienza con un valor del 50% de su demanda estimada y como es lógico al transcurrir el tiempo esta probabilidad se va incrementando, por lo cual estimamos que transcurrido el primer año dicha probabilidad se incrementa en 25% y el segundo año en 15%, manteniéndose una incertidumbre del 10% para los años restantes.

Asimismo, existe un error de interpretación por parte de OSINERG respecto al calculo de la demanda anual de energía del proyecto Tambo Grande. En la carta de Manhattan Sechura Cía Minera S.A. presentada en el folio 76 de EL ESTUDIO, se indica claramente los valores de potencia promedio y máxima estimada para dicho proyecto. Para el cálculo de la demanda de energía de Tambo Grande se utilizó la potencia promedio, en consecuencia no era correcto usar un factor de carga para estimar la energía que demandaría dicho proyecto, por cuanto dicho factor se aplica únicamente a la potencia máxima para obtener una potencia media o promedio, lo cual no es el caso.

- La Zanja (Compañía de minas Buenaventura / Newmont): El estudio de factibilidad se encuentra avanzado. La empresa adquirió recientemente un terreno de 300 Has en el área del yacimiento y anunció inversiones por US\$500 mil en trabajos de exploración para este año.
- Tantauatay (Compañía de minas Buenaventura / Southern Perú Copper Corporation): La evaluación del proyecto se encuentra en la etapa de prefactibilidad. Buenaventura anunció que espera lograr un acuerdo similar al alcanzado en La Zanja. El proyecto presenta los óxidos (oro) en la parte superior, por tanto podría retrasarse la explotación del cobre.



Los proyectos La Zanja y Tantahuatay se encuentran en la cartera de inversiones de Buenaventura desde hace varios años y funcionarios de la empresa han manifestado su prioridad de ejecución en varias oportunidades. Además, la tendencia alcista en el precio del oro habría aumentado el atractivo de su ejecución.

La tendencia alcista del precio del oro continuará en los siguientes años. Según APOYO Consultoría, las variables que sustentan esta tendencia son las siguientes:

1. Brecha entre oferta y demanda no podría seguir siendo cubierta por ventas de las reservas de los bancos centrales (las cuales se estarían acabando) y reversión en la política de ventas futuras "hedging" de las empresas mineras, principalmente.
2. Aumento de su valor relativo frente a la caída de las acciones de importantes empresas internacionales y quiebras corporativas.
3. Debilitamiento del dólar norteamericano.
4. La disminución de las tasas de interés resta rentabilidad a activos de inversión alternativos.
5. La amenaza de guerra contra Irak aumenta su importancia como depósito de valor.

10. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE QUELLAVECO

Con respecto a las observaciones de la demanda del proyecto Quellaveco se responden a las observaciones del OSINERG GART de la siguiente manera:

"Existen problemas en el suministro de agua y los responsables se encuentran negociando derechos de agua subterránea con Pasto Grande"

Los proyectos de extracción de recursos naturales suelen ubicarse en zonas cuya propiedad o derechos son reclamados por más de un agente. Es parte del negocio de la minería lidiar con problemas sociales, son minoritarios los proyectos que no encuentran resistencia a su ejecución. Especialmente usual es la disputa entre las actividades minera y agrícola respecto a tenencia de tierras e impacto ambiental. En este sentido, las empresas mineras están acostumbradas a afrontar querrelas de esta índole. En el caso del proyecto Quellaveco el Estudio de Impacto Ambiental ya fue aprobado por el gobierno pero bajo un proceso cuestionado. En febrero de 2002, cuando la empresa solicitó licencias de uso de agua subterránea, el gobierno recibió más de 30 cartas oponiéndose a tal pedido.

"La reciente inversión efectuada por Anglo American de Chile al comprar a Exxon la empresa Disputada de Las Condes por US\$1 300 millones, habría derivado recursos, originalmente dispuestos para Quellaveco, hacia otros proyectos"

Minera Quellaveco S.A. es una empresa conformada por Anglo American (80%) y la Corporación Financiera Internacional (20%). Anglo American



posee activos tangible por mas de US\$12,5 miles de millones y sus caja supera los US\$ 1 200 millones. El apalancamiento de la empresa (deuda / capital) es de 0,7 lo cual señala que la empresa no debería tener problemas en contraer mas deudas. Por otro lado, no ha sido especificado que los recursos destinados a la adquisición de Disputada de Las Condes (finales del 2002) resten a los que estarían previstos para la ejecución de Quellaveco. La adquisición de la mina Disputada de las Condes se financia con una combinación de recursos propios (caja) y deuda; además la mina ya se encuentra en operación y genera sus propios recursos.

“Si se analiza la producción de cobre a nivel mundial, se tiene que los principales productores son Chile, Estados Unidos de América y Japón siendo estos países, según información de revistas especializadas, las que más probablemente, abastecerán los incrementos de demanda futura en los próximos años. (...) Además, En el Perú existe una competencia entre grandes clientes mineros que producen cobre como son Tintaya, Southern Perú y, recientemente, Antamina, los mismos que compiten por un mercado que es ampliamente disputado por otros productores a nivel regional”

El Perú es el 5to productor mundial de cobre, luego de Chile, Indonesia, Estados Unidos de América y Australia. Asimismo, es el 2do productor mas importante de América del Sur. Japón no aparece entre los 20 principales productores mundiales de cobre. El mercado mundial de cobre es un mercado competitivo, por tanto, no existen barreras artificiales a la entrada de nuevas operaciones y no existen agente capaces de fijar el precio de mercado. Los clientes y productores transan libremente en las diferentes bolsas y mesas de negociación. La probabilidad de colocar mineral depende de la calidad del yacimiento y no de su ubicación geográfica. Por lo tanto, las empresas mineras que abastecen al mercado de cobre son las mas eficientes. A nivel mundial , la mina Escondida (Chile) es la primera mina productora de cobre y se estima que Antamina (Perú) es la séptima.

11. MODELAMIENTO DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA CURUMUY

Se ha efectuado coordinaciones con SINERSA en relación a la oferta de energía anual de la C.H. Curumuy, al respecto esta empresa ha informado que la energía anual reportada en el documento C.037/2003-SINERSA, por error no incluía la energía generable en horas de punta. Adicionalmente nos confirma que el promedio histórico (5 años) de energía generada por la C.H. Curumuy es de 64 GWh. Por lo tanto el valor de energía generada por la C.H. Curumuy para efectos de la disminución de la demanda global para representar su efecto en el modelo PERSEO se corregirá a 64 GWh.

PROGRAMA DE OBRAS

12. PROYECTO DE CENTRAL A GAS DE CAMISEA

- a) De conformidad con lo establecido en el artículo 47º, inciso a) de la Ley de Concesiones Eléctricas, el programa de obras que corresponde determinar al COES es el relativo a las “obras de transmisión y generación factibles de entrar en operación” en el periodo de los próximos 48 meses.



Como es de conocimiento de OSINERG, la metodología utilizada por el COES para determinar la factibilidad de los proyectos contempla, en primer lugar, a las centrales que se encuentran en construcción.

En segundo lugar, se considera a los "proyectos asociados con los compromisos de privatización, tomando en cuenta los plazos de implementación de dichos proyectos, según lo informado por las respectivas empresas".

En tercer lugar, se consideran otros proyectos del sector privado, sobre la base de lo contemplado en el Plan Referencial de Electricidad y la información alcanzada por las empresas responsables de los proyectos involucrados. Este tercer supuesto exige analizar la factibilidad de que la central inicie su operación comercial dentro del período de estudio, ya que a diferencia de los dos primeros, no se han iniciado las obras ni se ha asumido, siquiera, un compromiso definitivo por el sector privado en relación con el proyecto.

La transferencia al sector privado del contrato de suministro de gas natural de Electro-Perú (en adelante, el "Proyecto Central Camisea"), a cargo de PROINVERSION, corresponde a este tercer escenario: no existe en este caso un compromiso de privatización sino un proyecto en ciernes. En efecto, como es de conocimiento público, actualmente el proceso de privatización del Proyecto Central Camisea se encuentra en la etapa de venta de bases y absolución de consultas sobre aquellas.

Corresponde, por tanto, al COES –y a OSINERG- en cumplimiento del mandato legal, analizar la factibilidad del Proyecto Central Camisea, sobre todo en lo referido a la oportunidad de su ingreso en operación comercial, a su tamaño y al inicio de una operación de ciclo combinado.

Para efectos del análisis, resulta pertinente hacer dos precisiones:

- i) Es innegable que un pronto inicio de la operación comercial del Proyecto Central Camisea tendrá mayor impacto positivo en la tarifa que paga el usuario, máxime si dicha central incorpora el ciclo combinado en los plazos y capacidad planeados por PROINVERSION. Sin embargo, el Organismo Regulador tiene la obligación legal de actuar de manera técnica e imparcial, sujetándose a las disposiciones de la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.

El deseo de bajar las tarifas no puede llevar al OSINERG a desconocer la realidad, ni los principios en los que se funda la regulación tarifaria. En caso contrario, no sólo se estaría remunerando de manera insuficiente –contraria a ley- al generador, sino que se estaría enviando una señal perniciosa al mercado, ya que la tarifa insuficiente justamente desincentivará la inversión en el rubro generación, con el consiguiente encarecimiento de la potencia y energía a futuro. No debe olvidarse que en los dos últimos años no se ha incorporado al sistema ninguna nueva central de generación y más bien varios proyectos en cartera han sido postergados. OSINERG debe evaluar cuidadosamente el impacto que la regulación tarifaria ha tenido en la situación actual.



En otras palabras, por el bien del sistema y, finalmente, de los usuarios, la fijación tarifaria debe anclarse en la realidad y no en el deseo. Una reducción artificial de las tarifas únicamente incentivará el estancamiento del parque generador y el consiguiente aumento de la tarifa conforme vaya incrementándose la demanda.

- ii) En sus Observaciones, OSINERG se ha limitado a desestimar, de manera genérica y sin ninguna motivación, los fundamentos de nuestro consultor que han servido de base al COES para estimar el ingreso del Proyecto Central Camisea en diciembre de 2004, con una capacidad de 300 MW. Sobre ellos OSINERG se limita a señalar: *"el análisis efectuado por el COES-SINAC en el ESTUDIO está basado en suposiciones sobre la prórroga del concurso, demora en el suministro del equipamiento, riesgo del negocio y otros que no aportan pruebas fehacientes y consistentes que sustenten la propuesta del COES-SINAC, más aún teniendo en cuenta que ProInversión no ha modificado los plazos para la adjudicación del contrato ni para la puesta en servicio de la planta a ciclo abierto"*.

Del texto citado pareciera que nuestros fundamentos no tienen mayor importancia porque son meras suposiciones. ¿Qué otra cosa, sin embargo, pueden ser las proyecciones que se hagan sobre el futuro sino meras suposiciones? En tal sentido, la posición de OSINERG planteada en sus Observaciones se funda también en meras suposiciones: la presunción de que el Proyecto Central Camisea se va a materializar tal y como lo ha diseñado PROINVERSION, en los plazos y con las características previstos. La diferencia entre una y otra suposición está en las posibilidades de riesgo que tiene cada una de materializarse; es decir, en su factibilidad. El propio OSINERG en su Observación 14 de LAS OBSERVACIONES solicita al COES construir *"un conjunto razonable de escenarios probables a partir de la información de los proyectos contenida en el PRE. Cada uno de los escenarios deberá tener una distribución de probabilidad y sobre la base de criterios robustos y análisis de riesgo se determinará el plan de obras a ser considerado en el proceso de regulación de las Tarifas en Barra."*

Eso, precisamente, es lo que ha hecho nuestro consultor en el caso del Proyecto Central Camisea: ha estimado la factibilidad de cada uno de los elementos necesarios para materializar la transferencia al sector privado de dicho proyecto, sobre la base de criterios robustos y el análisis de riesgo. El gráfico en donde estima los riesgos para concretar dicho proyecto no puede ser desestimado por el OSINERG sin fundamentación. La Ley del Procedimiento Administrativo General obliga al Organismo Regulador a motivar sus actos y a dar las razones **específicas** por las cuales dicha ponderación no es consistente.

Más bien, OSINERG en sus Observaciones no ha hecho ninguna estimación del riesgo vinculado a la materialización del Proyecto Central Camisea y ha convertido en una especie de dogma de fe el cronograma establecido en las bases del concurso, a pesar del retraso con el cual éstas han salido a la venta y lo incipiente del



proceso. No recordamos que haya existido un solo proceso de privatización que se haya llevado a cabo en los plazos inicialmente previstos y, menos aun, que el proyecto de contrato de concesión o suministro no se haya modificado a lo largo del proceso. Experiencia que debiera tomarse en cuenta al ponderar los riesgos y determinar la factibilidad de un proyecto que se encuentra en una etapa inicial y que ni siquiera cuenta actualmente con postores pre-calificados.

Hechas estas salvedades, pasemos a analizar las razones que han llevado al Consultor del COES a determinar que si bien el ingreso del Proyecto Central Camisea dentro del periodo de estudio con una central de ciclo abierto resulta factible, la instalación de una central de ciclo combinado, al día de hoy, resulta sólo un proyecto cuya factibilidad no se encuentra sustentada más allá del buen deseo de PROINVERSION.

- b) Se afirma en las observaciones que PROINVERSION ha cumplido con su cronograma para la transferencia del contrato de ELECTROPERU, lo que no es cierto, como puede comprobarse de la publicación hecha por PROINVERSION en su página web, cuya copia se adjunta. Lo cual también se puede comprobar con la última extensión de 15 días del proceso de venta de bases. En Anexo F, se adjunta copia de dichos documentos.

Al respecto tampoco es cierto que los compromisos actuales obliguen a usar el gas a partir del 09 de Agosto del 2004, el compromiso es de pagar el gas a partir de esa fecha (y no necesariamente de usarlo) siempre que esté disponible a esa oportunidad.

A esto se puede agregar, que un postor nuevo requerirá mayores plazos para ejecutar el proyecto, dado que debe efectuar estudios de ubicación de la central, accesos, aspectos ambientales y conexión al SEIN.

Finalmente la carta de PLUSPETROL a la que se hace referencia es irrelevante pues no es el contrato de campo el que está retrasado, sino el contrato de transporte.

En cuanto a las características técnicas de las unidades que utilizarán el gas natural de Camisea, el COES ha optado por mantener la capacidad y eficiencia originalmente aceptadas por OSINERG (desde la fijación de noviembre del año 1996).

- c) Las bases de PROINVERSION no son definitivas, ya que se encuentran en la fase de aclaraciones y sugerencias de los postores. Por lo tanto, no puede afirmarse que a la fecha se tiene el proyecto suficientemente estipulado.

Al respecto el informe del COES plantea argumentos sobre las serias dudas que existen para que los postores acepten un compromiso para instalar un Ciclo Combinado en fecha fija, ninguno de los cuales ha sido rebatido por OSINERG, como son:

- Las nuevas plantas que se construyan en el SEIN buscarán rentabilidades acordes con un sistema de precios variables, donde al evaluar sus retornos también considerarán el efecto que ellas introducirán en las futuras tarifas, por tanto sus inversionistas decidirán



su construcción cuando sus proyecciones de tarifas les permitan esperar retornos mínimos aceptables, esto es que les permita la factibilidad del proyecto.

De simulaciones realizadas anteriormente se sabe que una planta a Ciclo Abierto de unos 350 MW tendrá ventas iguales (pero a mayores precios por resultar costos marginales más altos) y una menor inversión, respecto a un Ciclo Combinado de similar capacidad.

Resulta claro por tanto que la conversión a Ciclo Combinado se justificará cuando las tarifas en el sistema le permitan pagar el gas contratado y a su vez recuperar la inversión, aspectos ambos que se darán solo cuando la planta no tienda a ser la que margine en el sistema, ya que en caso contrario solo permitirán pagar el gas contratado.

Se considera que PROINVERSION tendrá que reconsiderar estos aspectos para contar con postores para el concurso. Esto significa entre otras cosas, no fijar una fecha límite para la entrada del Ciclo Combinado.

- Independientemente de las consideraciones anteriores, los problemas financieros que vienen sufriendo los titulares de este proyecto y el hecho que el estudio de impacto ambiental para el puerto de exportación de líquidos no ha sido aprobado aún, es muy probable que retrasen la puesta en operación del proyecto en su conjunto por varios meses.

Debe entenderse que el programa de transferencia propuesto por PROINVERSION, es eso: una propuesta que será definida una vez que se aprecie la respuesta de los postores a la misma. Sólo cuando se materialice el compromiso de inversión de parte del sector privado, a través de la presentación de la oferta económica y subsiguiente suscripción del contrato para la construcción del Proyecto Central Camisea, podrá considerarse factible el inicio de la operación comercial de una planta de ciclo combinado dentro del periodo de estudio. Asumir que el programa de ProInversión es factible, sin efectuar ningún análisis de riesgo ni de factibilidad, negándose a ver los problemas y dificultades que actualmente presenta la construcción de una planta de ciclo combinado, es contrario a lo exigido por el artículo 47° inciso a) de la ley, que obliga a determinar los proyectos **factibles**, a diferencia del Plan Referencial, que es un programa tentativo que incluye todos los estudios y obras posibles a mínimo costo. En otras palabras, pretender utilizar un plan referencial o un programa tentativo para calcular la oferta de generación, sin analizar su factibilidad, sería un acto contrario a la Ley de Concesiones Eléctricas y, por tanto, viciado de nulidad absoluta de conformidad con lo dispuesto en el artículo 10°, numeral 1, de la Ley del Procedimiento Administrativo General.

- d) Un criterio que consideramos de especial relevancia para el presente análisis es la aplicación del principio de verdad material en el tiempo, en el sentido que ha sido desarrollado por OSINERG en su Resolución No. 12492-2002-OS/CD, del 13 de diciembre de 2002. En el numeral 2.1.2.2. de dicha resolución, OSINERG analiza el principio de verdad material, recogido en el numeral 1.11 del Artículo IV del Título



Preliminar de la Ley del Procedimiento Administrativo General, al cual se encuentran sujetos los actos de la Administración.

Señala OSINERG que conforme a dicho principio, *“la sujeción de la administración al principio de verdad material implica que, en cualquier procedimiento administrativo, el funcionario tiene el deber de **comprobar fehacientemente la existencia del presupuesto de hecho previsto en la norma para poder expedir un acto administrativo, con mayor razón aun, si se trata de un acto de gravamen, que es como se denomina a las decisiones administrativas que infieren perjuicios, restringen o limitan derechos o cancelan status jurídicos**”.*

Siguiendo el razonamiento de OSINERG, no cabe duda alguna que la determinación del tamaño y fecha de inicio de operación comercial del Proyecto Central Camisea debe sujetarse al supuesto de hecho previsto en el artículo 47° a) de la Ley de Concesiones Eléctricas, es decir, del análisis de su factibilidad.

En cuanto a los hechos que deben tenerse en cuenta para analizar la factibilidad de dicho Proyecto, es menester recordar lo señalado por OSINERG en su resolución citada, que concilia el criterio de oportunidad con el de verdad material. Cabe, en este extremo, citar *in extenso* lo señalado por el Organismo Regulador:

“Que...el cumplimiento de la exigencia de la verdad material, por parte del OSINERG se realiza en función a que a la fecha de la emisión de la decisión, existan –debidamente sustentados- los factores, estimaciones y cálculos que la normativa le exige. En tal sentido, los datos a emplear, en este contexto, serán los ciertos y válidos para la fijación tarifaria. Ahora bien, puede preguntarse, si esto pudiera ser alterado, por las fluctuaciones que con posterioridad a la fecha límite de fijación pudieran producirse;

Que, en principio, no afecta la veracidad de lo determinado por el OSINERG, el hecho que con posterioridad a la fecha de su aprobación surjan fluctuaciones de más o de menos en los factores que tome en cuenta, por las siguientes razones:

- a) **La competencia legal del OSINERG para fijar las tarifas tiene un límite temporal que es señalado por la vigencia de la Tarifa en Barra, y que son los meses de mayo y noviembre de cada año. En tal sentido, se infiere que la información y estimados que deben ser tomados en cuenta son los existentes antes de esas fechas.**
- b) **Ciertos factores a ser considerados para la fijación de las Tarifas en Barra siempre serán estimados, o aproximaciones a una certeza que sólo se podría obtener, cuando se produzcan los hechos esperados (ej. Entrada en operación de obras de generación y transmisión, existencia de una demanda determinada, etc.). En tal sentido, la verdad material será calificada en función de la suficiencia de la metodología seguida, de los modelos matemáticos, de los**



programas fuentes empleados para realizar tales estimaciones;

- c) *El procedimiento para la fijación de Tarifas en Barra contempla una etapa denominada "Aprobación de la relación de información que sustenta las Tarifas en Barra" que se producirá antes del 14 de abril y 14 de octubre de cada año, con la finalidad de dar seguridad jurídica a los interesados y a la propia administración que sólo será objeto de debate, análisis y comprobación durante las audiencias públicas por parte de todos los involucrados. De esta fase, se puede desprender la existencia de una fase preclusiva a partir de la cual no puede ser incluida información surgida posteriormente, ya que de procederse de esta manera, se vulneraría la transparencia y seguridad jurídica que se busca con los procedimientos de fijación tarifaria..." (el resaltado es nuestro).*

El precedente de OSINERG establece dos criterios a utilizar al momento de aplicar el principio de la verdad material en el tiempo, que resultan de indiscutible relevancia en el presente caso:

- la información y estimados que se deben tomar en cuenta son los existentes con anterioridad al 14 de abril y 14 de octubre de cada año; y
- tratándose de estimados, **la verdad material será calificada en función de la suficiencia de la metodología seguida.**

El COES-SINAC, respetuosamente considera que el OSINERG en sus Observaciones no ha cumplido con fundamentar la metodología y modelos que sustentan su estimado de que es factible el inicio de la operación comercial del Proyecto Central Camisea en los plazos previstos en el programa de PROINVERSION para el ciclo abierto y el ciclo combinado. No existe en sus Observaciones ninguna ponderación de riesgos ni se utiliza ningún criterio robusto que la justifique, por lo que carece de la motivación exigida al acto administrativo conforme al artículo 6° de la Ley del Procedimiento Administrativo General.

Por el contrario, el informe de nuestro consultor sí hace un análisis de los riesgos y expone la metodología que lo lleva a considerar que, al día de hoy, el proyecto factible que debe tomarse en cuenta para efectos del estudio técnico económico es el de una central estándar que pueda asumir las condiciones contractuales establecidas en el contrato de suministro de gas natural de Electroperú (300 MW).

Asimismo, el Organismo Regulador debe tener presente que la factibilidad del proyecto de ProInversión únicamente podrá establecerse con la adjudicación del Proyecto Central Camisea, cuya fecha ha sido originalmente prevista para el 25 de abril de 2003, es decir, 11 días después del cierre de la fase preclusiva relativa a la información relevante para la fijación de las tarifas en barra (14 de abril). Por tanto, con sujeción a los criterios plasmados por OSINERG en su citada Resolución 1492-2002- OS/CD para la aplicación del principio de



verdad material, dicho Proyecto Únicamente podrá considerarse factible en la próxima fijación tarifaria y no en ésta, siempre que se adjudique la buena pro. En ese caso, en la fijación correspondiente al mes de noviembre de 2003, el COES deberá incluir en su proyección el Proyecto Central Camisea con las dimensiones y características que se estipulen en el contrato suscrito con el adjudicatario.

Sobre la base de los argumentos desarrollados en los puntos a), b) y c) anteriores, el COES considera que en esta ocasión debe efectuarse un análisis de riesgo y de factibilidad de los dos escenarios posibles para el Proyecto Central Camisea. Para ello se debe tomar en cuenta que la variación en las fechas de ingreso del proyecto y su tamaño han ocasionado en el pasado una disminución importante en el precio básico de energía con el consiguiente perjuicio económico para los generadores.

Por tanto el COES propone dos escenarios, que se explican en la figura N° 2 siguiente:

Escenario 1 (Caso 1):

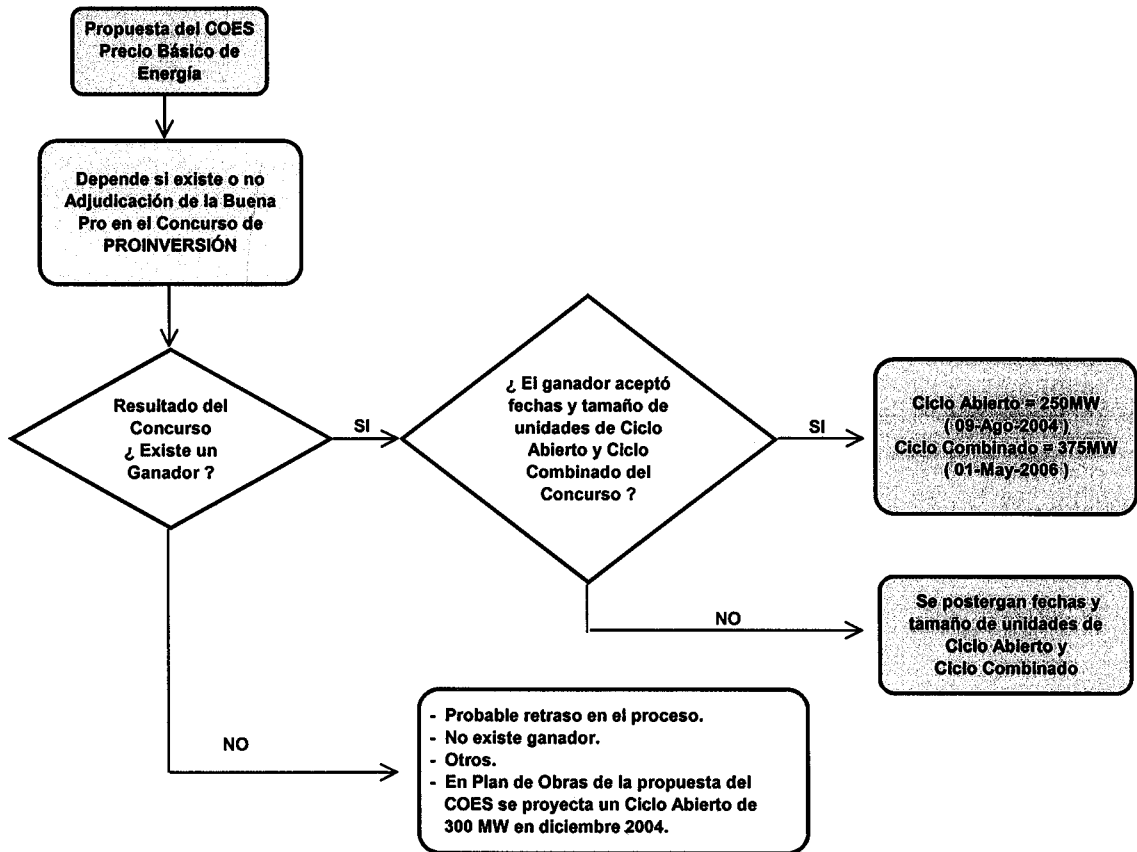
Que en el Concurso Público Internacional de PROINVERSION se adjudique la buena pro a un postor, en los plazos previstos y de acuerdo con las características establecidas en el programa de PROINVERSION. En este caso, deberán considerarse los tamaños mínimos y fechas del Concurso, es decir un ciclo abierto de 250 MW para el 09.08.2004 y un ciclo combinado de 375 MW para el 01.05.2006.

Escenario 2 (Caso 2):

Que el retraso de 2 meses en la venta de las bases, la demora en la llegada del gas a Lima, así como las dificultades para la definición de las características y fecha de inicio del ciclo combinado del Proyecto Central Camisea lleven a que los postores no presenten ofertas económicas en el Concurso Público Internacional de PROINVERSION, a que se postergue el Concurso mas allá de la fecha máxima que tiene el OSINERG para fijar la tarifa de mayo, o se modifican el tamaño y características del ciclo combinado. En este caso, deberá considerarse el Programa de obras del Proyecto Camisea con un ciclo abierto de 300MW, tal como se ha utilizado en las fijaciones tarifarias anteriores y su inicio en operación comercial para el 01.12.2004, por las razones puntualizadas en el ítem b).



Figura N° 2
ANÁLISIS DEL RESULTADO DEL CONCURSO PÚBLICO
INTERNACIONAL DE PROINVERSIÓN PARA LA TRANSFERENCIA AL
SECTOR PRIVADO DEL CONTRATO DE SUMINISTRO DE GAS
NATURAL DE ELECTROPERU



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

Respecto a lo indicado en LAS OBSERVACIONES las empresas integrantes del COES han informado al COES lo siguiente:

EDEGEL respecto al proyecto de repotenciación de la C.H. Callahuanca indica que el mismo se encuentra en etapa de evaluación y aún no se ha tomado una decisión respecto a su ejecución.

En el caso de ELECTROANDES ésta evaluando las inversiones futuras, las mismas que para el corto y mediano plazo podrían quedar definidas en el segundo trimestre del presente año.

En el caso de EGENOR se adjunta en el Anexo G, la descripción y características técnicas de pequeños proyectos de regulación asociados a la C.H. Cañón del Pato que entrarán a operar en abril de 2003 y que descargan en el río Santa.



En Anexo G, se adjunta copia de las comunicaciones remitidas por las empresas EDEGEL, ELECTROANDES y EGENOR.

14. PLAN DE OBRAS EFICIENTE

Repara el OSINERG en sus Observaciones que el COES no haya realizado el análisis de largo plazo indicado en el literal d) de su metodología, referido a la selección, en base al Plan Referencial, de los proyectos necesarios para satisfacer la demanda proyectada que permitan obtener el menor costo actualizado de inversión, operación y racionamiento.

Adicionalmente, considera el OSINERG que *“ante esta situación de incertidumbre, las dificultades presentes para definir el plan de obras y la falta de un plan de mínimo costo actualizado de inversión, operación y mantenimiento propuesto por el COES, es necesario adoptar un conjunto básico de criterios que permitan resolver la problemática de manera eficiente”*

Dentro de dichos criterios, el OSINERG propone que el COES determine un plan de mínimo costo, mediante la construcción de *“un conjunto razonable de escenarios probables a partir de la información de los proyectos, contenida en el PRE”* debiendo, en su opinión, determinar un plan de obras en base a las probabilidades asignadas a cada uno de estos escenarios, el análisis de riesgos y la utilización de *“criterios robustos” “que minimicen los costos actualizados de inversión y operación y al mismo tiempo garanticen la viabilidad económica de las nuevas plantas”*.

Sobre el particular, creemos necesario hacer las precisiones siguientes:

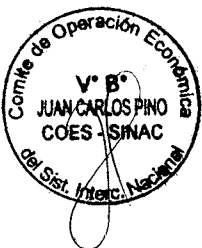
14.1 Diferencias entre el Plan Referencial y el Programa de Obras

En sus Observaciones OSINERG pareciera equiparar los criterios que sirven de base al Plan Referencial que prepara el Ministerio de Energía y Minas con aquellos que debe emplear el COES para establecer el programa de obras requerido a efectos del balance de la oferta y demanda del sistema interconectado.

Conforme a la definición contenida en el Anexo de la Ley de Concesiones Eléctricas, el **Plan Referencial** es *“el programa tentativo de estudios y obras de generación y transmisión a mínimo costo para cubrir el crecimiento de la demanda de energía en el mediano plazo”*

De otro lado, el **programa de obras** de transmisión y generación que debe ser preparado por la Dirección de Operaciones para efectos del Estudio Técnico - Económico se encuentra descrito en el inciso a) del artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas. De acuerdo con dicha norma el COES:

“...determinará un programa de obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación en dicho período, considerando las que se encuentren en



construcción y aquellas que estén contempladas en el Plan Referencial elaborado por el Ministerio de Energía y Minas

De los artículos citados se desprende el elemento sustancial que diferencia el Plan Referencial del Programa de Obras: en tanto el primero es un "programa tentativo", el segundo es un "programa de obras factibles de entrar en operación".

En el Plan Referencial el Estado, a través del Ministerio de Energía y Minas, cumple con su rol orientador del desarrollo del país que le es atribuido por el artículo 58° de nuestra Constitución Política. En esa capacidad es que determina los estudios y proyectos que, con un criterio de mínimo costo, son las más eficientes para cubrir la demanda energética de mediano plazo. La función del COES es otra, aun cuando complementaria: compulsar la realidad, determinando la viabilidad de los proyectos de generación y transmisión con el fin de hacer una proyección realista a mediano plazo de la relación existente entre la carga y la generación.

En otras palabras, por mandato legal los proyectos contenidos en el programa de obras a ser elaborado por el COES son únicamente los factibles, es decir, aquellos susceptibles de entrar en operación dentro del periodo del estudio. No se trata, por tanto, de incorporar al Programa de Obras los proyectos teóricamente posibles debido a que su mínimo costo contribuiría a una reducción de las tarifas, aun cuando ni siquiera se haya concretado la inversión necesaria para llevarlos a la práctica o incluso se encuentren paralizados. El Programa de Obras que prepara el COES debe basarse en la realidad del sector eléctrico.

Es por ello que la propuesta del OSINERG de que el programa de obras se centre en el mínimo costo de los proyectos y no en su factibilidad; así como que presente una gama de escenarios con diferentes grados de probabilidad para que OSINERG elija el que le parezca mas conveniente es contrario a lo dispuesto en las normas vigentes. Corresponde a un Plan Referencial, no a un Programa de Obras.

Por el contrario, lo que debe hacer nuestro programa de obras es justamente evaluar las probabilidades de cada uno de los proyectos en cartera, incluyendo aquellos contemplados en el Plan Referencial. Es ilustrativo mencionar, que aun cuando OSINERG, en la fijación tarifaria anterior observó también nuestro programa, el tiempo ha demostrado que la evaluación efectuada por nuestro consultor se encontraba mucho más cercana a la realidad que el Plan Referencial de Electricidad.

Un elemento a tomar en cuenta es que en el Plan Referencial de Electricidad 2001 –2010 de fecha 13.07.2001 se ha estimado una demanda del orden del 10% mayor que la proyectada por el COES. Sobre la base de esta mayor demanda, el plan contempla la construcción de una serie de centrales cuyas potencias y fechas de inicio de operación no concuerdan con la realidad de los próximos 48 meses. Todo lo contrario, como se analiza



detalladamente en el informe de nuestro consultor (Ing. Julio Bustamante Ponce, folios 199 al 220 del ESTUDIO), las evidencias indican que varias de éstas no van a entrar en operación a mediano plazo, por lo que sería contrario a ley incluirlas en nuestro programa de obras.

El cuadro N° 6 siguiente contiene una somera comparación entre el Plan Referencial y el programa de obras. No escapará el criterio del OSINERG que aquellas que no han sido incluidas en nuestro programa son justamente las que resultan improbables de entrar en operación comercial en el periodo de estudio.

Cuadro N° 6
COMPARACION PLAN REFERENCIAL DE ELECTRICIDAD vs
PLAN DE OBRAS COES

PLAN REFERENCIAL DE ELECTRICIDAD			COES		
FECHA	PROYECTOS FACTIBLES 2003-2010 ESCENARIO BASE	POTENCIA (MW)	FECHA	PROYECTOS 2003-2007	POTENCIA (MW)
2003	1*TG 150 MW	150	2003-Feb	C.T. Pucallpa	24
2004	Cambio Comb. Ventanilla Siemens No. 3 a GN	-	2004-Feb	C.H. Poechos 1	15
2004	Cambio Comb. Ventanilla Siemens No. 4 a GN	-	2004-Dic	TGN. Camisea	300
2004	1*TG 172 MW	172			
2004	CH Yuncan (**)	154			
2004	Recup. CH. Machupicchu 2da. Etapa	82			
2004	CH Poechos 1	17			
2004	CH Poechos 2	10			
2005	CH Cheves	525	2005-Abr	C.H. Yuncán	130
2005	CH Huanza	86			
2006	1*TG 172 MW	172	2006-Ene	C.T. Tarapoto	12
2006	CH Marañon	96	2006-Ene	CC.HH. Gera 1 y 2	5.6
2007	1*TV 125 MW CT. Ilo 3	125			
2007	CH Platana	200			
2008	1*TG 172 MW	172			
2009	1*TG 172 MW	172			
2010	1*CC 248 MW	248			

14.2 Metodología utilizada por el COES

Existe también un error en la forma como el OSINERG ha interpretado la metodología que utiliza el COES para elaborar el programa de obras. El literal d) o cuarto paso de dicha metodología, ha sido interpretado por el OSINERG como una obligación nuestra de hacer un análisis integral sobre la base del mínimo costo y no de la realidad. En otras palabras, lo que se pretende es que utilicemos los criterios que corresponden a un plan referencial y no a un programa de obras factibles, como lo exige el artículo 47 de la LCE.

El error de partida está en la interpretación que OSINERG hace del citado literal d) de nuestra metodología, el cual establece:

“d) En caso se necesite incluir otros proyectos para satisfacer la demanda proyectada en los siguientes 48 meses, se considerarán adicionalmente los proyectos que figuran en el Plan Referencial de Electricidad, seleccionándose aquellos proyectos que permitan obtener el menor costo actualizado de inversión, operación y racionamiento, por medio de un análisis de largo plazo.”



Como fluye del texto que hemos resaltado, el literal d) sólo es de aplicación en el supuesto que la demanda proyectada no sea satisfecha por los proyectos considerados conforme a los literales a), b) y c)⁶. En el Estudio que hemos presentado para la próxima fijación tarifaria, el literal d) no ha resultado de aplicación, ya que los proyectos a que se refieren los literales a), b) y c) de nuestra metodología no sólo satisfacen la demanda sino que generan un superávit que oscila cada año entre 40.8% y 51.7%.

Finalmente, cabe expresar que la expansión del sistema se dará siempre y cuando se den las señales económicas adecuadas, lo cual es función del Organismo Regulador. La ley está pensada para que la oferta y demanda sean las que fijen las tarifas, por lo que cuando entra una nueva central las tarifas bajan y cuando no hay nuevos proyectos las tarifas suben.

No corresponde por tanto forzar proyectos para mantener las tarifas bajas sino al contrario que las tarifas atraigan a los proyectos y que sea la política comercial de cada generador la que le permita ganar mercado cuando hay exceso de oferta, esa competencia como ya se ha demostrado ira en beneficio del usuario.

15. PROYECTOS DE CENTRALES CON CONCESIÓN DEFINITIVA NO INCLUIDOS EN EL PLAN DE OBRAS

Con relación al proyecto de la C.H. Centauro a la fecha solamente se conoce la Concesión Definitiva del proyecto, faltando conocer todos los aspectos técnico económicos del mismo, lo que impide efectuar una evaluación del mismo.

Con referencia a la construcción de ILO22 está asociada al crecimiento de la demanda de Southern Peru Copper Corporation (SPCC). Como bien sabe OSINERG-GART, SPCC ha declarado que no habrá ningún incremento de su demanda, razón por la cual no se requiere aún la construcción de dicha unidad. El retraso de su entrada en operación está sujeto al retraso en el incremento de demanda de SPCC.

Por otro lado, la llegada del Gas de Camisea originará la opción de utilizar dicho gas en la producción de energía eléctrica, lo cual hace que los proyectos de generación en base a este recurso natural sean competitivos. La construcción de una central de Ciclo Combinado a gas natural, originará que proyectos alternativos de generación eléctrica, como los de ILO22, sean reevaluados y analizados minuciosamente antes de decidir su ejecución, más aún cuando es el estado quien actualmente manifiesta su interés por participar como competidor en el negocio eléctrico.

Considerando lo anterior y la incertidumbre del mercado eléctrico peruano, donde además las empresas que utilizan gas tendrán la libertad de informar sus precios para el despacho en el COES, es obvio que otros tipos de generación tendrán menor oportunidad de competir, razón por la cual se ha

⁶ Es decir, por aquellos proyectos que: i) se encuentran en construcción, con fecha de ingreso de operación confirmada por la empresa correspondiente; ii) proyectos asociados a los compromisos de privatización luego de su adjudicación al sector privado y conforme a la información proporcionada por la respectiva empresa; y iii) otros proyectos del sector privado contemplados en el Plan Referencial, sobre la base de la información alcanzada por las empresas responsables y el análisis de su factibilidad de entrada en operación en el período de estudio.



considerado no incluir el ingreso en operación de ILO22 dentro del horizonte del estudio tarifario de mayo 2003 (2003-2007).

En el Anexo H, se adjunta copia de la comunicación remitida por la empresa ENERSUR.

16. CENTRALES DEL SUBSISTEMA SAN MARTÍN

Igual a lo manifestado en la respuesta a la observación N° 7.

17. PLAN DE OBRAS DE TRANSMISIÓN

Tal como señala el OSINERG, el plazo máximo establecido en el Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN-ETESUR, es de 30 meses contados a partir del 05 de setiembre de 2002 (Marzo de 2005).

Sin embargo, la fecha de entrada en operación del Proyecto L.T. 220 kV Zorritos-Zarumilla (setiembre de 2004), ha sido tomada de acuerdo al "Convenio para la Construcción, Operación y Mantenimiento de la Interconexión Internacional a 230 kV Perú-Ecuador" suscrito el 19 de noviembre de 2002.

COSTOS VARIABLES DE CENTRALES TÉRMICAS

18. PRECIO DEL GAS NATURAL PROVENIENTE DE CAMISEA

Tomando en cuenta lo establecido en las Bases del "Concurso Público Internacional para la Transferencia al Sector Privado del Contrato de Suministro de Gas natural de ELECTROPERU", conforme a lo señalado por OSINERG en LAS OBSERVACIONES, se ha ajustado el precio de gas natural de Camisea a 1.812 US\$/MMBtu.

19. PRECIO DEL GAS NATURAL PARA LAS CENTRALES DE AGUAYTÍA Y MALACAS

En base a lo determinado en el numeral anterior respecto al precio del gas natural de Camisea y utilizando la metodología aplicada por el OSINERG-GART, el precio de gas natural para las centrales de Aguaytía y Malacas para el mes de enero de 2003 es de 2.285 US\$/MMBtu.

20. PRECIO DEL COMBUSTIBLE PARA CENTRALES TÉRMICAS DE MALACAS Y VERDÚN

OSINERG ha observado el precio del combustible presentado para las centrales de Malacas y Verdún, de propiedad de Empresa Eléctrica de Piura S.A., por considerar que éste no debe incluir el Impuesto Selectivo al Consumo. Los sustentos para tal observación son los siguientes:

- La ley tributaria exonera a las empresas de generación del pago del Impuesto Selectivo al Consumo respecto de las compras de combustible a ser utilizado en la generación de electricidad.



- Habiéndose otorgado un plazo prudencial para que las empresas gestionen la respectiva exoneración, OSINERG requiere la presentación de un informe detallado sobre las gestiones realizadas ante las autoridades competentes para otorgarla, así como los sustentos técnicos y legales por los que EEP SA considera que no tiene posibilidad de obtener la exoneración del ISC.

Al respecto, el primer punto que debe precisarse es que no es exacta la afirmación de OSINERG que la exoneración del ISC es extensiva a todas las compras de combustible destinadas a la generación eléctrica. Si bien el artículo 73° de la Ley del Impuesto General a las Ventas⁷, otorga dicha exoneración a las empresas de generación, el Decreto Supremo N° 055-96-EF que lo reglamenta, precisa en su artículo 1°:

*“Considérese dentro del alcance del literal b) del Artículo 73° del Decreto Legislativo N° 821, modificado por el Decreto Legislativo N° 825, **solamente a las empresas que se dediquen exclusivamente a la generación de electricidad** y a las empresas concesionarias de distribución que a la fecha de la dación del Decreto Legislativo N° 825 estaban legalmente constituidas y contaban con autorización y/o concesión como tales, otorgada por el Ministerio de Energía y Minas. En caso de empresas de generación, éstas deberán estar operando e integrando un Comité de Operación Económica del Sistema (COES).*

Para los fines del presente Decreto Supremo, se entenderá como empresas beneficiarias a:

- *Empresas de generación.- Aquellas empresas del subsector eléctrico **que se dedican exclusivamente a la actividad de generación eléctrica, para su venta a terceros. ...”** [el resaltado es nuestro]*

La disposición citada, claramente restringe el ámbito de aplicación de la exoneración del ISC a las empresas que se dedican única y exclusivamente a la actividad de generación eléctrica. Por lo tanto, no podrá gozar de este beneficio ninguna empresa que desarrolle actividades adicionales a la generación.

Este es justamente el caso de EEP SA, empresa que además de la generación eléctrica realiza operaciones de procesamiento de gas natural. Por este motivo, EEP SA no se encuentra comprendida dentro del ámbito de aplicación del artículo 73° de la Ley del Impuesto General a las Ventas e Impuesto Selectivo al Consumo, en la medida que no cumple con las condiciones establecidas en su reglamento para gozar de la exoneración del ISC que grava el combustible utilizado en sus centrales de Malacas y Verdún.

Por lo expuesto, no es posible comparar la situación de Empresa Eléctrica de Piura S.A. con la de las demás empresas de generación que sí han sido reconocidas como beneficiarias de la exoneración. Si EEP SA no cuenta

⁷ Cuyo Texto Único Ordenado fue aprobado mediante el Decreto Supremo N° 055-99-EF y modificado mediante la Ley N° 27216.



con la exoneración, no es por negligencia en las gestiones necesarias para obtenerla, sino porque legalmente no le alcanza dicho beneficio.

En anteriores oportunidades OSINERG ha considerado que resulta ineficiente y, por tanto, improcedente, transferir al usuario final, a través de la tarifa eléctrica, aquellos costos que forman parte del precio de los combustibles cuando éstos pudieron ser evitados⁸. Contrario sensu, si el mayor costo vinculado al Impuesto Selectivo al Consumo no puede ser eludido ya que legalmente no es posible gozar de dicho beneficio por encontrarse fuera del ámbito de aplicación de la norma, su traslado al usuario final a través de la tarifa eléctrica resultará plenamente procedente. Desconocer este costo supondría una violación de lo dispuesto en el artículo 42° de la Ley de Concesiones Eléctricas, que obliga al organismo regulador a reflejar en las tarifas los costos marginales del suministro, los cuales incluyen los tributos que inciden en el costo de los combustibles cuando no puedan ser evitados.

En vista de los fundamentos legales expresados, no es posible atender el requerimiento de OSINERG referido al informe detallado del estado de los trámites efectuados por EEPSA para gestionar el mencionado beneficio tributario. Este no se ha tramitado por que no resulta aplicable a dicha empresa.

En cuanto el precio del diesel 2 utilizado en la unidad MAN de la C.T. Pacasmayo se ha corregido su precio dado que se encuentra exonerado del ISC.

21. GASTOS FINANCIEROS PARA MANTENER STOCKS DE SEGURIDAD

El COES desde las últimas fijaciones ha tomado en cuenta las observaciones y metodología propuesta por el OSINERG, el que ahora nuevamente se quiere modificar y dada las pequeñas diferencias de porcentaje de costo financiero empleado en EL ESTUDIO y el propuesto en LAS OBSERVACIONES y su trascendencia en los cálculos, no creemos sustantivo su ajuste en esta oportunidad.

22. CONSUMO ESPECÍFICO DE LA CENTRAL TÉRMICA DE VERDÚN

Se ha efectuado la corrección correspondiente.

PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA

23. COSTOS VARIABLES POR SÓLIDOS EN SUSPENSIÓN DE LA C.H. CAÑÓN DEL PATO

OSINERG señala en sus Observaciones que no existe a la fecha procedimiento alguno que reconozca los costos por abundancia de sólidos en el agua turbinada por las centrales hidroeléctricas. En consecuencia, considera que si hasta la fecha el COES no ha gestionado ante el Ministerio de Energía y Minas la aprobación de un procedimiento sobre el particular, éste debiera ser excluido de los cálculos para fines tarifarios.

⁸ Ver numeral 2.3 de la Resolución N° 1319-2002-OS/CD.



Al respecto, debemos señalar lo siguiente:

23.1 El costo por abundancia de sólidos se encuentra expresamente reconocido en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

OSINERG no tiene la facultad de desconocer un costo expresamente reconocido por una norma legal, basándose en que no existe un procedimiento aprobado por el Ministerio; máxime si se tiene en cuenta que en ninguna parte de nuestro ordenamiento legal se establece dicho requisito como condición previa al reconocimiento del costo por presencia de sólidos en suspensión.

El penúltimo párrafo del artículo 106° del Reglamento de la LCE dispone lo siguiente:

*“Si se alcanzara en el sistema una condición de vertimiento, el **Costo Marginal se determinará considerando únicamente la compensación a que se refiere el Artículo 213° del Reglamento y el costo variable incurrido por presencia de sólidos en suspensión en el agua turbinada**”.* [el resaltado es nuestro]

Como se puede apreciar, la norma citada es definitiva al reconocer dentro del Costo Marginal el costo variable incurrido por la presencia de sólidos en suspensión en el agua turbinada. Contrariamente a lo que sostiene OSINERG, no exige la aprobación de un procedimiento como condición previa para su reconocimiento en la determinación del Costo Marginal.

Siendo ello así, no resulta legalmente procedente condicionar el reconocimiento de los costos variables incurridos por la presencia de sólidos en suspensión, a la aprobación de un procedimiento no contemplado por norma legal alguna. Por el contrario, si OSINERG pretendiera desconocerlos, su actuación estaría viciada de nulidad, de conformidad con lo establecido en el artículo 10°, numeral 1, de la Ley del Procedimiento Administrativo General, conforme a la cual:

*“Artículo 10°.-Son vicios del acto administrativo, **que causan su nulidad de pleno derecho**, los siguientes:*

- 1. La contravención a la Constitución, a las leyes o a las normas reglamentarias”.*

Finalmente, con motivo de la fijación tarifaria de noviembre de 2002 el COES ha presentado a OSINERG el estudio de los costos reales y la metodología que sustenta el reconocimiento de los costos variables por sólidos en suspensión de la central de Cañón del Pato.

La metodología mencionada se viene empleando en el despacho de corto plazo y las transferencias de energía que efectúa el COES.



24. PARÁMETROS DE EQUIPOS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN

Como se explicó en EL ESTUDIO el COES con motivo del Estudio de Coordinación de Protecciones viene revisando con apoyo de Consultores los parámetros de equipos de transmisión y transformación del SEIN, motivo por el cual se consideró pertinente efectuar las modificaciones propuestas. Si bien el porcentaje de modificaciones abarca un aproximado del 80%, las modificaciones importantes no superan el 24%. En el Anexo I, se muestra un cuadro comparativo de dichos parámetros presentados en la fijaciones tarifarias de noviembre 2002 y la presente.

Como se informó al OSINERG con documento COES-SINAC/ D-091-2003 de fecha 04.01.2003, el COES publicará próximamente en el WEB el banco de datos actualizado, de manera que pueda ser utilizado por todos los agentes del sector en los diversos estudios que se puedan efectuar mas adelante. Con respecto a la capacidad de las líneas, se debe tener en cuenta que en algunos casos dichos valores son preliminares dado que requieren estudios específicos para definirlos. En el Anexo I, se adjunta copia de la carta del COES remitida al OSINERG.

25. VOLÚMENES DE LOS EMBALSES

Se procederá a corregir los volúmenes de los embalses al 31 de diciembre de 2002, cabe señalar que los todos los volúmenes corresponden a las capacidades utilizables de los embalses a excepción del lago Junín en el cual se utiliza el volumen neto (volumen utilizable – volumen muerto), esto debido a que si se utiliza el volumen utilizable el modelo PERSEO no converge.

26. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO MAYOR DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS Y TERMOELÉCTRICAS

26.1 Observación General

Con relación a las observaciones sobre el programa de mantenimiento mayor de las centrales del SEIN, cabe precisar que el COES ha cumplido su función de elaborar cada año calendario de acuerdo a la legislación vigente y en base a la información de sus integrantes un Programa de Mantenimiento Mayor (PMM) que minimice el costo anual de operación y racionamiento del sistema eléctrico.

De otra parte y como se ha explicado en anteriores fijaciones, la primera diferencia con respecto al PPM y los datos que se manejan a nivel del modelo PERSEO, es que la información del PPM se encuentra a nivel de unidades generadoras, mientras que en el PERSEO en el caso de centrales hidroeléctricas o pequeñas unidades termoelectricas se hace a nivel de centrales, por lo que se hace necesario utilizar valores equivalentes.

Al respecto, consideramos pertinente destacar un aspecto que no ha sido observado en las fijaciones tarifarias a partir del año 2001 en las que se usa el Modelo PERSEO como modelo de cálculo del Precio Básico de Energía. Se trata de la representación que éste efectúa de la operación de centrales en el sistema, especialmente de las centrales hidroeléctricas (CC.HH).



En el Cuadro N° 7, se muestra la producción histórica de las CC.HH. para los años, 2001 y 2002. Si se toma el valor máximo de producción de cada central de dichos años y en función a ello se encuentra un valor máximo de producción total hidroeléctrica (caso hipotético extremadamente optimista) y se le compara con la producción estimada por el Modelo PERSEO para el año 2003 (caso base de EL ESTUDIO del COES) se puede observar que el valor esperado total de producción de las CC.HH. esta por encima de dicho caso hipotético en 3.4% aproximadamente. De lo cual se puede concluir que pese a que el OSINERG considere que el PPM de las CC.HH. no esta adecuadamente representado, el modelo esta sobrestimando significativamente la producción de dichas centrales.

Además se puede ver que las centrales que tienen mayores restricciones de mantenimientos especialmente por problemas de sólidos en suspensión y restricciones de irrigación (CC.HH. Cañón del Pato, Yanango, Chimay, Cahua y Aricota) son las que tienen mayores diferencias en su producción (del orden del 19%).

Por lo tanto, el OSINERG debe atender lo mas pronto posible las diversas observaciones al modelo PERSEO alcanzadas al Organismo (desde la Fijación Tarifaria de mayo 2001), entre las cuales está la representación en el modelo de las centrales del sistema y que fue solicitado oportunamente por el COES.

Cuadro N° 7
CUADRO COMPARATIVO DESPACHO CC.HH. AÑOS 2001-2002 Y
MODELO PERSEO AÑO 2003

HIDRAULICA	2001	2002	Máximo histórico	Modelo Perseo	Diferencia	
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	%
CH MANTARO	5204.6	5175.9	5204.6	5337.5	132.9	2.6%
CH RESTITUCION	1700.3	1666.6	1700.3	1608.8	-91.5	-5.4%
CH Cañón del Pato	1105.2	1427.2	1427.2	1538.6	111.4	7.8%
CH Carhuaguero	593.7	606.6	606.6	624.9	18.3	3.0%
CH Huinco	1170.3	1080.6	1170.3	1116.6	-53.7	-4.6%
CH Matucana	858.5	830.4	858.5	871.5	13.0	1.5%
CH Callahuanca	602.7	595.8	602.7	621.7	18.9	3.1%
CH Moyopampa	528.9	532.6	532.6	557.7	25.2	4.7%
CH Huampaní	237.9	237.5	237.9	250.4	12.5	5.3%
CH Yanango	214.6	238.7	238.7	279.2	40.4	16.9%
CH Chimay	724.8	753.0	753.0	979.9	226.9	30.1%
CH Huanchor (1)		36.9	36.9	153.2	116.4	-
Cahua	210.6	271.9	271.9	346.9	74.9	27.6%
Pariac	23.3	27.1	27.1	37.4	10.4	38.4%
CH Gallito Ciego	205.9	168.0	205.9	200.9	-5.0	-2.4%
CH Yaupi	810.6	847.9	847.9	851.2	3.3	0.4%
CH Oroya-Pachac.	127.7	106.3	127.7	119.0	-8.7	-6.8%
CH Malpaso	242.2	218.8	242.2	271.4	29.1	12.0%
CH CHARCANI	1089.0	829.9	1089.0	887.7	-201.3	-18.5%
CH ARICOTA	95.4	101.1	101.1	171.3	70.2	69.4%
CH MACHUPICCHU	319.6	693.9	693.9	764.4	70.5	10.2%
CH HERCA	6.4	6.1	6.4	4.0	-2.4	-38.1%
CH SAN GABAN	734.9	773.6	773.6	766.6	-7.0	-0.9%
TOTAL HIDRAULICA	16807.0	17226.3	17755.9	18360.6	604.7	3.4%

(1) C.H. Huanchor Ingres a mediados del 2002

26.2 Observaciones Específicas sobre el Programa de Mantenimiento Mayor

26.2.1 Año 2003

El programa de mantenimiento para el caso de CC.HH. corresponde a la central considerada como unidad. En el caso del programa de



mantenimiento del año 2003, se ha agregado los mantenimientos de los grupos conformantes de una central para representarlo como la duración equivalente de la central, tal como se explica a continuación:

- En el caso de la C.H. Gallito el mantenimiento programado corresponde a la indisponibilidad por los trabajos que anualmente efectúa el OPEMA en la presa Gallito Ciego, de una duración aproximada de 10 días.
- En el caso de la C.H Cañón del Pato en el mes de mayo efectivamente no aparece mantenimiento de la central, pero si tiene programado diversas intervenciones en todos sus grupos que totalizan 174 horas, que aproximadamente corresponderían a un día de indisponibilidad de la central.
- En el caso de ELECTROPERU el programa de mantenimiento considerado corresponde al que esta empresa ha sustentado para el periodo 2003-2007 mediante documentos (PM-790-2002; PM-1018-2002; PM-1055-2002 que se incluyen en el Anexo J, habida cuenta de los continuos cambios que el contratista ha efectuado en el programa de modernización del sistema de supervisión y control de la C.H. Mantaro.
- ELECTROANDES ha modificado el programa de mantenimiento con documento GOEA/079-2003 de fecha 11.02.2003, de las CC.HH. Malpaso, Oroya y Pachachaca. En Anexo J, se adjunta copia del documento de ELECTROANDES.

26.2.2 Año 2004-2007

Los programas de mantenimiento que se considera para este período se basa en indisponibilidades estándar que tiene en cuenta que al no conocerse el régimen de generación de las centrales por tratarse de una simulación con la series hidrológicas disponibles, no es posible establecer un programa de mantenimiento determinístico, por lo cual el uso de duraciones de indisponibilidad programada estándar se justifica ampliamente.

PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA

27. COSTO FIJO NO COMBUSTIBLE (CFNC)

Según lo establecido por el artículo 126° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, el costo fijo anual de operación y mantenimiento estándar corresponde al de la unidad de punta capaz de proporcionar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico. Es evidente que tanto el valor de la unidad de punta como sus costos fijos deben calcularse teniendo en cuenta la realidad y no en función de un diseño de laboratorio.

En ese orden de ideas, es indiscutible que en el Perú el combustible utilizado por la unidad de punta es el diesel 2 y no el gas natural. Por lo tanto, la frecuencia y el tipo de inspecciones a considerar en el cálculo de los costos fijos deben ajustarse a las recomendaciones del fabricante para una unidad opera con dicho combustible.



A este respecto, cabe recordar lo señalado por el OSINERG en su Resolución No. 1492-2002-OS/CD en relación con el principio de verdad material y su proyección en los procedimientos administrativos:

*“Que las actuaciones administrativas están sujetas al principio de verdad material, por el que **toda autoridad administrativa competente debe verificar plenamente los hechos que sirven de motivo a sus decisiones**, para lo cual debe adoptar todas las medidas probatorias necesarias autorizadas por ley, aun cuando no hayan sido propuestas por los administrados o hayan acordado eximirse de ellas*

*...A decir de diversos autores argentinos este principio, ‘consiste, básicamente, en que **todo acto de la Administración encuentre sustento fáctico suficiente**, es decir, que los hechos involucrados sean ciertos, estén suficientemente probados o acreditados y apreciados, que no haya error de hecho; que no se haga falsa invocación de hechos, o **que estos no se ignoren, etc.**”.*

Coincidimos plenamente con lo aseverado por OSINERG en este extremo de su resolución: los hechos que sustenten los actos y decisiones de la Administración deben ser ciertos y demostrados. Por tal motivo no entendemos **cómo puede ignorarse el hecho** de que la unidad de punta opera con petróleo diesel 2 así como las recomendaciones del fabricante a este respecto. Cómo OSINERG puede utilizar un modelo matemático que se sustenta en una operación con gas natural, cuando ello es una ficción ajena a la realidad. ¿No es ello acaso contrario al principio de verdad material consagrado en el numeral 1.11 del Artículo IV de la Ley del Procedimiento Administrativo General? .

Por tal motivo el COES reitera que el costo fijo del mantenimiento debe calcularse con sujeción a lo señalado por el fabricante, teniendo en cuenta el tipo de combustible empleado, que en este caso es el diesel 2.

En conclusión el COES en los cálculos del CFNC de la unidad ha usado por recomendación y experiencia del operador la Fórmula denominada Alternativa para calcular las Horas Equivalentes de Operación (HEO) y luego se ha utilizado el manual del fabricante Boletín de Servicio PH-36803, Rev 7; que estipula que cuando la unidad utiliza combustible diesel N° 2 se debe utilizar la tabla 2-4 en la columna correspondiente a petróleo diesel N° 2.

28. FACTOR DE CORRECCIÓN POR ENVEJECIMIENTO

Con relación al Factor de Corrección por envejecimiento, el COES desde la Fijación Tarifaria de noviembre del año 2001 ha considerado pertinente su uso como parte de los factores a utilizar para llevar la potencia ISO de la unidad a condiciones de sitio.

Asimismo, con documento COES-SINAC/P-036-2002 de fecha 28.11.02 se puso a consideración del Organismo dicha propuesta como parte del Proyecto de Procedimientos de cálculo del Precio Básico de Potencia que debe elaborar el Organismo de acuerdo con el D.S. 004-99-EM. El OSINERG-GART ha contratado los servicios de un consultor para elaborar



dicho Procedimiento, por tanto se debe esperar las conclusiones y recomendaciones del mismo antes de desestimar dicha propuesta.

FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES

29. FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES DE POTENCIA Y ENERGÍA

Con referencia a las barras ILO 138 y Botiflaca 138 se debe mencionar que en el informe OSINERG-GART/GRGT N° 081-2002 de la fijación tarifaria noviembre 2002, ya han sido consideradas como sub estaciones base. Las barras Carhuamayo 220 y Paragsha II 220 se están retirando del cuadro correspondiente.

PEAJE POR CONEXIÓN

30. PROPUESTA DE LIQUIDACIÓN Y AJUSTE DE VNR DE REDESUR Y TRANSMANTARO

De acuerdo a la información remitida por la empresa REDESUR los valores ajustados del VNR y liquidación que se sustentan en Anexo K, son los siguientes:

Cuadro N° 8
VNR Y LIQUIDACIÓN DE REDESUR
(US\$)

VNR	Liquidación Anual
76 780 243	3 955 962

De igual manera se ha recibido información de la empresa TRANSMANTARO y los valores ajustados que se sustentan en el Anexo L son los siguientes:

Cuadro N° 9
VNR TRANSMANTARO Y LIQUIDACION
(US\$)

VNR	Liquidación Anual
180 747 570	78 718.60

En ambos casos se debe recalcar que los cálculos son preliminares.

31. COYM DE ETESELVA

Se ha recibido la información de la empresa ETESELVA sobre los COyM de sus instalaciones que se sustentan en el Anexo M.



**Cuadro N° 10
COyM de ETESELVA
(US\$)**

	Total
COyM	1 172 378

32. COYM DE REDESUR

De acuerdo con REDESUR los valores ajustados del COyM que se sustentan en el Anexo K, son las siguientes:

**Cuadro N° 11
COyM de REDESUR
(US\$)**

	Total
COyM	3 032 991

33. INGRESOS TARIFARIOS

En Anexo N, se adjuntan en medio magnético los cálculos de Ingresos Tarifarios de energía y potencia para los Casos 1 y 2.

34. PEAJE POR CONEXIÓN

De acuerdo a los ajustes realizados al Valor Nuevo de Reemplazo, Costo de Operación y Mantenimiento, los Factores de Pérdidas Marginales y los Ingresos Tarifarios se ha recalculado el peaje de conexión. Se adjuntan en el Anexo N los cálculos para los Casos 1 y 2.

El factor que se utiliza para determinar la máxima demanda proyectada a clientes ha sido calculado considerando los meses de enero a noviembre del año 2002 que es igual a 0.9207, el cálculo que sustenta esta cifra se adjunta también en el Anexo N.

FÓRMULAS DE REAJUSTE

35. FÓRMULA DE REAJUSTE DEL PRECIO BÁSICO DE ENERGÍA

Se toma en cuenta la corrección en la definición del tipo de cambio.

36. FÓRMULA DE REAJUSTE DEL PRECIO BÁSICO DE POTENCIA

Como se estipula en el documento de LAS OBSERVACIONES (pie de página N° 13) el Factor por Variación en los Índices de Precios de Turbinas en los Estados Unidos de América (FIPT), está contenido solo como una propuesta del COES en la Fórmula de Actualización del Precio Básico de potencia y puesta a consideración del Organismo con carta COES-SINAC/D-1246-2002 de fecha 17.12.2002.



